

Riikka Hakala

Kunto- ja kuormitusdatan käyttö pienjänniteverkon saneerauspäätösten tukena

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö

Espoo 20.11.2014

Työn valvoja:

Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja:

DI Osmo Auvinen



Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan
korkeakoulu

AALTO-YLIOPISTO
SÄHKÖTEKNIIKAN KORKEAKOULU

DIPLOMITYÖN
TIIVISTELMÄ

Tekijä: Riikka Hakala

Työn nimi: Kunto- ja kuormitusdatan käyttö pienjänniteverkon
saneerauspäätösten tukena

Päivämäärä: 20.11.2014

Kieli: suomi

Sivumäärä: 6+74

Koulutusohjelma: Elektroniikka ja sähkötekniikka

Vastuupettaja: Prof. Matti Lehtonen

Ohjaaja: DI Osmo Auvinen

Tässä työssä rakennettiin jakeluverkkoyhtiön käyttöön pienjänniteverkon saneerauspäätöksiä tukeva pisteytys- ja päätöksentekotyökalu, jolla voidaan aiempaa paremmin hyödyntää verkkotietojärjestelmästä ja muista lähteistä saatavilla olevaa verkkoinformaatiota.

Pisteytysjärjestelmässä pienjänniteverkolle annetaan pisteitä johtojen kuormituksen ja jännitteenaleneman rajojen ylityksestä, verkon oikosulku- ja vikasuojauksen puutteista sekä ilmajohtoverkon mekaanisesta kunnosta. Verkon sähköisen laskennan tulosten perusteella annettavia pisteitä painotetaan lisäksi asiakkaiden lukumäärä- ja kokotiedoilla. Kokonaispistemäärän perusteella voidaan tunnistaa saneeraustarpeessa nykyhetkellä ja lähitulevaisuudessa olevat johtolähdöt ja järjestää ne toimenpiteiden kiireellisyyden mukaan.

Verkon sähköisessä laskennassa hyödynnettiin asiakkaiden tuntimittausdataa, jota muokattiin muuntopiirikohtaisella lämpötilakorjauskertoimella ja pienen asiakasmäärän kuluksen tuntivaihtelun huomioivalla ylityskertoimella.

Kunto- ja kuormituspisteytyksen lisäksi taulukkomuotoinen päätöksentekotyökalu mahdollistaa muun saneerauspäätökseen ja projektien aikatauluttamiseen vaikuttavan tiedon, kuten kj-tavoiteverkkosuunnitelman, alueen kaavoitustilanteen ja muun infrastruktuurin rakentamisaikataulujen järjestelmällisen keräämisen.

Pisteytysjärjestelmää käyttämällä on mahdollista löytää kiireellisimmässä saneeraustarpeessa olevat kohteet, määrittää niille mielekäs toteutusaikataulu ja saada näin kohdistettua kunnossapidon resurssit parhaiten verkon suorituskykyä ja turvallisuutta parantaviin kohteisiin.

Avainsanat: sähkönjakelu, pienjänniteverkko, verkko-omaisuuden hallinta, kuormitusanalyysi, kunnonhallinta

AALTO UNIVERSITY
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

ABSTRACT OF THE
MASTER'S THESIS

Author: Riikka Hakala

Title: Evaluating low voltage network renovation projects based on condition and load capacity data

Date: 20.11.2014

Language: Finnish

Number of pages: 6+74

Degree programme: Electrical Engineering

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Advisor: MSc (Tech) Osmo Auvinen

The purpose of this thesis was to create a scoring and evaluation tool to support a distribution network company in their low voltage network renovation decisions. The main targets were to utilize the available network information for identifying the low voltage feeds in most urgent need of renovation measures and to gather the additional information needed in choosing and scheduling the projects.

The developed evaluation method scores the low voltage feeds according to their load grade, voltage drop, as well as their short circuit and fault protection qualities. These scores are subsequently weighted by the number and size of the customers along the feed. Additionally, the mechanical condition of the feed is scored. The load flow and short circuit calculations are based on the customers' hourly measured energy consumption data, modified with a substation-level temperature correction factor and a factor taking account of the power variation in a small group of customers.

This method enables the network company to choose and schedule the low voltage renovation projects in a manner that efficiently uses the resources allocated for improving the performance and safety of the low voltage network.

Key words: electricity distribution, low voltage network, network asset management, load analysis, condition management

Alkulause

Tämä diplomityö on tehty Keravan Energia -konserniin kuuluvan Etelä-Suomen Energia Oy:n toimeksiannosta, opinnäytteenä Aalto-yliopiston Sähkötekniikan korkeakoululle. Työn valvojana toimi professori Matti Lehtonen ja ohjaajana Keravan Energian sähköverkkoliiketoiminnan johtaja, DI Osmo Auvinen. Haluaisin kiittää lämpimästi molempia näkemyksen ja asiantuntemuksen jakamisesta sekä valaisevista keskusteluista.

Keravan Energian aina ystävällisiltä työntekijöiltä löytyi kerta toisensa jälkeen kaikki työssä etenemiseen tarvitsemani tiedot ja neuvot. Lämmin kiitokseni teille avusta ja kannustavasta asenteestanne!

Työni aikana sain arvokasta taustamateriaalia ja keskusteluapua myös Helen Sähköverkko Oy:n Pirjo Heineltä ja Loiste Sähköverkko Oy:n Jussi Niskaselta. Kiitos teille kummallekin!

Perheeni, ystäväni ja läheiseni tekivät opiskelustani mahdollista ja opettivat keskittymään olennaiseen. Kiitos, rakkaat, olette minulle tärkeitä.

Keravalla 18.11.2014

Riikka Hakala

Sisällysluettelo

Tiivistelmä	i
Abstract in English	ii
Alkulause	iii
Sisällysluettelo	iv
Lyhenteet	vi
1 Johdanto	1
2 Toimeksiantaja ja lähtötilanne	3
2.1 Keravan Energia -konserni.....	3
2.2 Etelä-Suomen Energia Oy:n jakeluverkkoalue	3
2.3 Verkkotietojärjestelmä	4
3 Pienjänniteverkko	5
3.1 Pienjänniteverkon tekninen rakenne.....	7
3.2 Pienjänniteverkon kuormitus	8
3.2.1 Kuormitusmallit.....	8
3.2.2 Kuormituksen kehittyminen.....	11
3.2.3 Kuormitusennusteen laskeminen.....	13
4 Sähkötoimituksen AMR-mittaus	14
4.1 AMR-datan käyttö verkon mitoituslaskennassa	15
5 Pienjänniteverkon mitoituksen laskeminen	17
5.1 Johtojen ja suojalaitteiden sähköinen mitoitus	17
6 Sähkön laatu	20
6.1 Pienjännitejakelun laatuvirheiden syyt.....	20
6.2 Sähkön laatukriteerit ja toimitusvarmuus	23
7 Verkko-omaisuuden hallinta	25
7.1 Verkon kehittäminen	25
7.2 Verkon kunnossapito.....	26
7.3 Pj-kuntotarkastukset ESU:n verkossa.....	28
7.4 Ikääntyneen pj-verkon viat	29
7.5 Pj-verkon saneerausvaihtoehdot.....	30
7.6 Energiaviraston regulaatiomalli.....	32
7.7 Päätöksentekomallit.....	34
7.7.1 Priorisointimenetelmät	34
7.7.2 Optimointimenetelmät.....	34
8 Aineisto ja pisteytysmenetelmä	35
8.1 Tarkasteltavien muuntopiirien valinta.....	35
8.2 Kuormitustarkastelu	37
8.2.1 Indeksisarja- ja AMR-kuormituslaskennan tulosten vertailu	37
8.2.2 AMR-datan lämpötilakorjaus.....	39

8.2.3	AMR-laskenta ja mitoitusmarginaalit	40
8.2.4	Kuormituspisteytys	42
8.3	Kuormituksen aikavälitarkastelu ja kaavoitus	45
8.3.1	Kaavoitus	45
8.3.2	Uusien asiakkaiden kytkeminen	46
8.4	Kuntopisteytys.....	47
8.5	Saneerausprojektien priorisointi ja aikataulutus.....	50
8.5.1	Tavoiteverkkotarkastelu	50
8.5.2	Muu kunnallistekniikka	50
9	Tulokset	51
9.1	Verkkotietoa hyödyntävä päätöksentekomalli	51
9.2	Esimerkkikohteiden pisteytys.....	53
9.2.1	Muuntopiiri EM128.....	55
9.2.2	Muuntopiiri EM364.....	59
9.2.3	Muuntopiiri EM211	63
10	Yhteenveto ja johtopäätökset	67
Lähteet	69

Lyhenteet

AJK	aikajälleenkytkentä
AMKA	päällystetty riippukierrekaapeli, jota käytetään yleisesti pienjänniteilmajohto-verkoissa
AMR	Automated Meter Reading, etäluettava tuntimittarointi
AXMK	alumiinijohtiminen, PEX-muovieristetty maakaapeli
CCA	kuparia, kromia ja arseenia sisältävä puunsuoja-aine
EPDB	Energy Performance of the Buildings Directive, rakennusten energiatehokkuusdirektiivi
ESU	Etelä-Suomen Energia Oy
EV	Energiavirasto (aik. Energiamarkkinavirasto)
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännitetaso, 1- 36 kV
MCMK	kuparijohtiminen, PVC-muovieristeinen maakaapeli
NIS	Network Information System, verkkotietojärjestelmä, VTJ
nZEB	Nearly Zero-Energy Building, lähes nollaenergiatalo
PEN	yhdistetty suojamaa- ja nollajohdin
PJ	pienjännitetaso, 0,4 – 1 kV
PJK	pikajälleenkytkentä
SLY	Suomen Sähkölaitosyhdistys ry., nykyään Sähköenergialiitto SENER ry.
VTJ	verkkotietojärjestelmä

1 Johdanto

Vanhenevat sähköverkot ja kasvaneet vaatimukset niiden suorituskyvylle ovat yhdistelmä, joka asettaa haasteita jakeluverkkoyhtiöiden omaisuudenhallinnalle. Yritysten ja yksityishenkilöiden käyttämät, tietotekniikkaa ja automaatiota hyödyntävät laitteistot ovat herkkiä sähkökatkoille ja jännitepoikkeamille, ja monet yhteiskunnan elintärkeätkin toiminnot ovat täysin riippuvaisia keskeytyksettömästä sähkönjakelusta. Tarve paremmalle sähkön laadulle ja käyttövarmuudelle ovat johtaneet niin Suomessa kuin monissa muissakin länsimaissa tiukentuneisiin viranomaisvaatimuksiin ja sähköverkkotoiminnan regulaation lisääntymiseen.

Suomen sähkönjakeluverkko on rakennettu pääosin 1960 - 1980 -lukujen aikana, joten suuri määrä jakeluverkkoa on tällä hetkellä elinkaarensa loppupäässä tai ylittänyt alun perin suunnitellun pitoaikansa. [1] Ikääntyvän verkon huono kunto tai riittämättömäksi käynyt sähkönsiirtokapasiteetti ovatkin usein perusteina sähköverkon korvausinvestoinneille. Toisaalta alueiden käyttötarpeiden muutokset ja kaavoitus-suunnitelmat voivat aikaansaada hyväkuntoisenkin verkon uusimistarpeen, jos verkon kapasiteetti ei riitä kasvavan kuormituksen tarpeisiin tai sen rakenne ei enää palvele muuttunutta ympäristöä. Vaikka sähkönjakelun luotettavuuden kannalta 20 kilovoltin keskijänniteverkon suorituskyky on avainasemassa, suurin verkostomassa, noin 2/3 johtokilometreistä, sijaitsee 0,4 kV:n jännitetasolla. Pienjänniteverkon saneerauspäätöksillä onkin suuri taloudellinen merkitys verkkoyhtiön omaisuudenhallinnassa.

Jakeluverkkotoiminta on Suomessa jaettu alueisiin, joilla luvanvaraisesti toimivilla jakeluverkonhaltijoilla on yksinoikeus verkkoliiketoimintaan. Toiminnan monopoli-luonteen vuoksi lainsäädäntö ja viranomaisregulaatio antavat paikallisille sähköverkonhaltijoille tarkat raamit liiketoiminnan hinnoittelulle ja investointeihin käytettävissä oleville varoille sitomalla toiminnasta saatavan tuoton suuruuden verkon arvoon ja palvelun laatutasoon. Regulaation tarkoituksena on kannustaa sähköverkkoyhtiöitä tehokkaaseen ja suunnitelmalliseen omaisuudenhallintaan sekä verkon arvon ja käyttövarmuuden kasvattamiseen, jotta asiakkaiden kokema sähköntoimituksen laatu säilyisi riittävän hyvällä tasolla. Verkon ikärakenteesta johtuen uusimisvuoroon tulevaa pienjänniteverkkoa on kuitenkin runsaasti. Jotta rajalliset investointi- ja henkilö-resurssit tulisivat käytetyiksi mahdollisimman tehokkaasti, tarvitaan tehokkaita, verkostodataa hyödyntäviä työkaluja saneeraus- ja investointipäätösten avuksi.

Verkkotietojärjestelmien ja liittymien tuntiperusteisen energiankulutusmittauksen (AMR) avulla verkon tilasta ja kuormituksesta on saatavissa aiempaa tarkempaa tietoa. Etäluettava mittausta mahdollistaa verkon kuormitustietojen järjestelmällisen keräämisen, hallinnan ja analysoinnin. Tuntimittausdataa on myös mahdollista käyttää verkon nykyisen kuormitustilan analysoinnin lisäksi alueellisen kuormituksen tulevaisuuden kehityksen ja tulevien investointitarpeiden ennustamiseen. Myös verkkokomponenttien määräaikaistarkastuksissa kerättävä kunto- ja vikatietokanta helpottaa verkon uusimistarpeiden ja -aikataulujen määrittelyä. Massiivisen datamäärän muuntaminen hyödylliseksi informaatioksi ja sen käyttö kustannustehokkaan verkko-omaisuudenhallinnan apuna vaativat kuitenkin uusien käytäntöjen ja työtapojen luomista ja käyttöönottoa.

Tämä diplomityö on tehty Keravan Energia -konserniin kuuluvan Etelä-Suomen Energia Oy:n toimeksiannosta ja sen tarkoituksena on tutkia, miten verkkotietojärjestelmän avulla kerättävää ja hallinnoitavaa dataa voidaan hyödyntää 400 voltin pienjänniteilmaverkon saneerauspäätöksiä tehtäessä. Työn tavoitteena oli luoda päätöksenteon avuksi työprosessi, pisteytysjärjestelmä ja päätöksentekotyökalu, jonka avulla

pienjänniteverkon saneerauskohteet voitaisiin tunnistaa ja priorisoida perustuen verkkotietojärjestelmästä saatavissa olevaan kuormitus- ja kuntotietoon sekä käyttö- varmuus- ja turvallisuusvaatimuksiin. Työssä keskitytään tarkastelemaan Etelä-Suomen Energia Oy:n jakeluverkkoaluetta Sipoossa.

Pisteytysjärjestelmää luotaessa on hyödynnetty Trimble NIS - verkkotietojärjestelmän (aik. Tekla NIS) tarjoamia valmiita työkaluja kuormitus- ja kuntotietojen keräämiseen, hallintaan ja analysoimiseen. Itse pisteytysjärjestelmä rakennettiin tätä työtä varten taulukkolaskentaohjelma avulla, mutta myöhemmin on tarkoitus tutkia, onko se muokattavissa toimimaan Trimblen verkkotietojärjestelmän Paikkatietoanalyysi -sovelluksen sisällä osittain tai kokonaan.

Pisteytys voidaan suorittaa pienjänniteverkon osille johtolähdöittäin ja näin saada vastaus kysymykseen, mitkä verkon osista ovat kiireellisimpien toimenpiteiden tarpeessa tällä hetkellä ja lähimmän 5 vuoden sisällä. Samalla johtolähdöille voidaan kerätä saneerausprojektien aikataulutukseen vaikuttavat tiedot, kuten keskijänniteverkon tavoitesuunnitelman tila, mahdolliset kaavoitussuunnitelmat alueella, sekä alueen muiden toimijoiden kaivu- ja rakennustöiden aikataulut.

Työn aluksi esitellään työn toimeksiantaja ja kuvaillaan tarkasteltavan jakeluverkkoalueen nykytilannetta ja tulevien vuosien kehitystä. Verkon mitoitukseen ja kuntoon sekä kuormitusennusteisiin liittyvä teoreettinen tausta ja verkko-omaisuuden hallintaa ohjaavat viranomaisvaatimukset käydään myös läpi. Luvussa 8 esitetään pisteytysmenetelmän luomisprosessi ja lopputulos, ja luvussa 9 havainnollistetaan menetelmän käyttöä esimerkkimuuntopiirien avulla.

2 Toimeksiantaja ja lähtötilanne

2.1 Keravan Energia -konserni

Keravan Energia Oy ja sen tytäryhtiö Etelä-Suomen Energia Oy (ESU) muodostavat yhdessä Keravan Energia -konsernin, joka myy ja toimittaa sähköä, kaukolämpöä ja maakaasua toiminta-alueellaan (kuva 1), sekä käy sähkökauppaa koko Suomen alueella. Konsernin omistavat Keravan kaupunki ja Sipoon kunta 96,5 % ja 3,5 % omistusosuuksin.

Koko konsernin sähköverkkoliiketoiminnoilla on yhteensä noin 30 000 sähkönsiirtoasiakasta. Keravan Energia Oy vastaa sähkönsiirrosta ja jakelusta sekä sähköverkon rakentamisesta ja ylläpidosta Keravan kaupungin alueella ja Etelä-Suomen Energia Oy:n vastuualue puolestaan kattaa Sipoon kunnan alueen, sekä osan Itä-Helsinkiä ja Porvoota. [2]

2.2 Etelä-Suomen Energia Oy:n jakeluverkkoalue

Työn toimeksiantajalla Etelä-Suomen Energia Oy:llä sähkönsiirtoasiakkaita on noin 12 500, ja se toimittaa vuosittain noin 220 GWh:n edestä sähköenergiaa asiakkailleen. Johtokilometrejä yhtiön hallinnassa on noin 1800, joista yli 70 % on pienjännitejohtoa. [3]

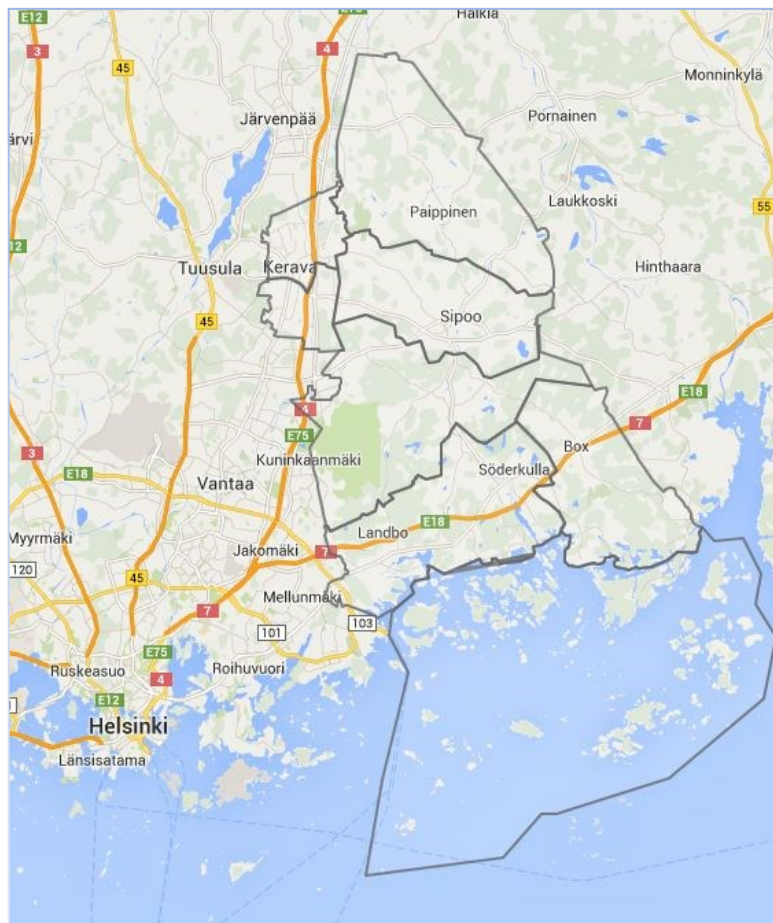
ESU:n jakelualue on aluerakenteeltaan maaseutuvoittoista. Tiheimmät asutuskeskukset ovat Sipoon kunnan keskusta Nikkilä ja Etelä-Sipoossa sijaitseva Söderkulla, joissa keski- ja pienjänniteverkko on suurimmaksi osaksi maakaapeloitua. Keskustaa-
jamien ulkopuolella alue koostuu kylämaisista pientaloalueista, maatalousalueista, laajoista metsäalueista sekä saaristosta. Maaseutualueilla sähköverkko on suurelta osin iäkästä ilmajohtoverkkoa – lähes puolet alueen pienjännitepylväistä on kyllästetty ennen vuotta 1970. Kokonaiskaapelointiaste koko jakeluverkkoalueella on tällä hetkellä 26,3 %.

Taulukko 1. Etelä-Suomen Energia Oy:n jakeluverkko lukuina.

Sähkönjakeluasiakkaita	12 500 kpl
Keskijänniteverkkoa	520 km
Pienjänniteverkkoa	1 300 km
Pienjänniteverkon kaapelointiaste	26,3 %
Pj-muuntopiirien lukumäärä	611 kpl
Toimitettu sähköenergia vuonna 2013	220 GWh

Väestön määrän ESU:n alueella odotetaan kasvavan voimakkaasti – Sipoon strategisen yleiskaava 2025:n mukaan kunta varautuu 35 000 uuteen asukkaaseen vuoteen 2025 mennessä. Uusi asutusrakentaminen pyritään keskittämään olemassa olevien taajama-alueiden yhteyteen Nikkilään, Söderkullaan ja Talman alueelle [4][5]. Sipoon kunnan lähivuosien strategiaan kuuluu väestönkasvun lisäksi myös kunnassa toimivien yritysten määrän kasvattaminen, mihin pyritään muun muassa kaavoittamalla lisää tontteja elinkeinoelämän käyttöön. [5] [6]

Tämän hetken tietoihin perustuen Etelä-Suomen Energiassa varaudutaan asiakasmäärän kaksinkertaistumiseen 25 000 asiakkaaseen vuoteen 2028 mennessä. Tämän lisäksi odotetaan kaavoituspäätöksiä Karhusaaren ja Östersundomin alueilta, joille kaavaillaan yhteensä kymmenien tuhansien asukkaiden asuinalueita. [7] ESU:n jakeluverkkoalueen keski- ja pienjänniteverkoissa on siis tehtävä tulevana vuosina samaan aikaan sekä suuria laajennusinvestointeja että vanhenevan verkon korvausinvestointeja.



Kuva 1. Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n jakeluverkkoalueet

2.3 Verkkotietojärjestelmä

Keravan Energia -konsernissa on käytössä paikkatietopohjainen verkkotietojärjestelmä Trimble (aik. Tekla) NIS Energy 14.1, jolla suoritetaan verkon suunnitteluun, dokumentointiin, verkostolaskentaan ja kunnonhallintaan liittyviä tehtäviä.

Pienjänniteverkon sähköistä laskentaa varten Trimble NIS:ssä on verkon oikosulkukestoisuuslaskennan ja tehonjakolaskennan moduulit. [8]

Kuntotietojen ja niiden pohjalta luotavien korjaustoimenpiteiden käsittelyyn tarkoitettu Trimble NIS Kunnossapito -sovellus otettiin yhtiössä järjestelmälliseen käyttöön vuonna 2012, mistä lähtien maastolaitteella kerätyt kuntotiedot on tallennettu

laitekohtaisesti suoraan verkkotietokantaan. Ennen vuotta 2012 Excel-tilukon avulla kerättyjä kuntotietoja on siirretty järjestelmään jälkeinpäin, mutta ne eivät ole sisältönsä täysin yhdenmukaisia nykyjärjestelmän kanssa.

AMR-tuntimittausdata saatiin verkkotietojärjestelmän käyttöön alkuvuodesta 2014. Paikkatietoja hyödyntävän Trimble NIS TSA -paikkatietoanalyysimoduulin käyttöönotto suunnittelun apuvälineeksi tapahtui tämän työn tekemisen yhteydessä syksyn 2014 aikana.

3 Pienjänniteverkko

Pienjänniteverkko (pj-verkko) sijaitsee sähköjakelujärjestelmässä lähimpänä kuluttajaa ja sen pääjännite on Suomessa 400 V. Suomen sähkönsiirtojärjestelmän ylimmällä tasolla kantaverkon järjestelmävastaava Fingrid Oy huolehtii maanlaajuisesta sähkönsiirrosta, kansainvälisestä yhteistyöstä ja kantaverkon tehtäviensä ylläpidosta. Kantaverkossa sähköenergiaa siirretään 400 ja 110 kilovoltin suurjännitetasoilla. Siirtoverkko on rakenteeltaan silmukoitu ja sitä myös käytetään silmukoituna, mikä lisää sähkönsiirron luotettavuutta. [9]

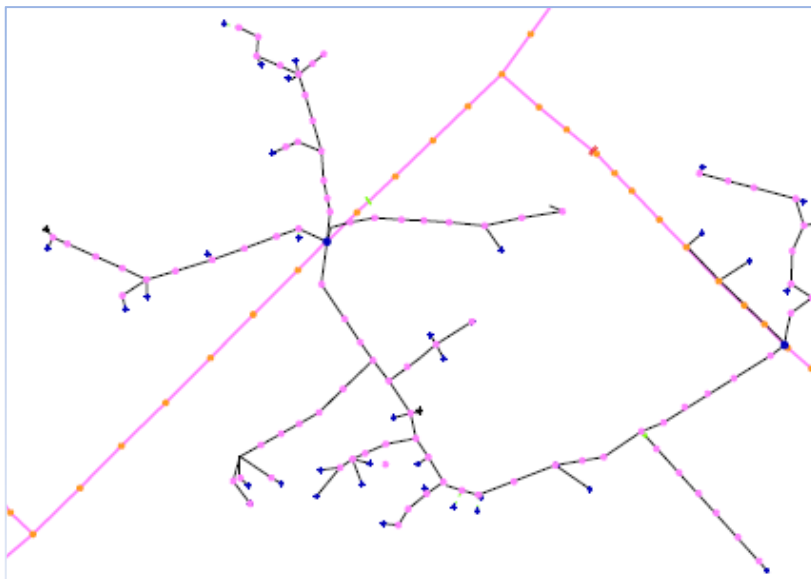
Paikalliset jakeluverkonhaltijat liittyvät kantaverkkoon yleensä 110 kilovoltin jänniteportaassa. Jakeluverkot on myös osittain rakennettu silmukoiduiksi varasyöttöyhteyksien turvaamiseksi, mutta niitä käytetään säteittäisinä muun muassa jänniteensäädön ja suojausten toteuttamisen yksinkertaistamiseksi. Sähköenergia on perinteisesti kulkenut jakeluverkossa vain yhteen suuntaan, tuotannosta kuluttajalle, mutta hajautetun sähköntuotannon lisääntyminen on muuttamassa tätä tilannetta. Yhä useampi kuluttaja toimii myös sähköön tuottajana ja syöttää ylijäämänsä paikallisen sähköjakeluyhtiön sähköverkkoon.

Jakeluverkonhaltijan 110 kV:n sähköasemilta syötetään päämuuntajien välityksellä keskijänniteverkon (kj-verkko) johtolähtöjä, joiden nimellijännitetaso on Suomessa yleisimmin 20 kV. Osa suurista sähkötehoista tarvitsevista asiakkaista liittyy suoraan keskijänniteverkkoon, mutta suurin osa sähkönsiirtoasiakkaista saa sähkönsä pienjänniteverkon välityksellä, jota syötetään keskijänniteverkkoon kytketyillä 20/0,4 kV:n jakelumuuntajilla. Haja-asutusalueiden pienitehoiset, kymmenien tai muutaman sadan kilovolttiampeerin tehoiset muuntamot on rakennettu usein pylväsmuuntamoiksi. Taajamissa ja kaupunkialueilla käytetään enimmäkseen kappimaisia puistomuuntamoita tai muuntamot sijoitetaan kiinteistöjen teknisiin tiloihin. Taajamien muuntajatehot ovat yleensä 1000 kVA:n suuruusluokkaa. [10]

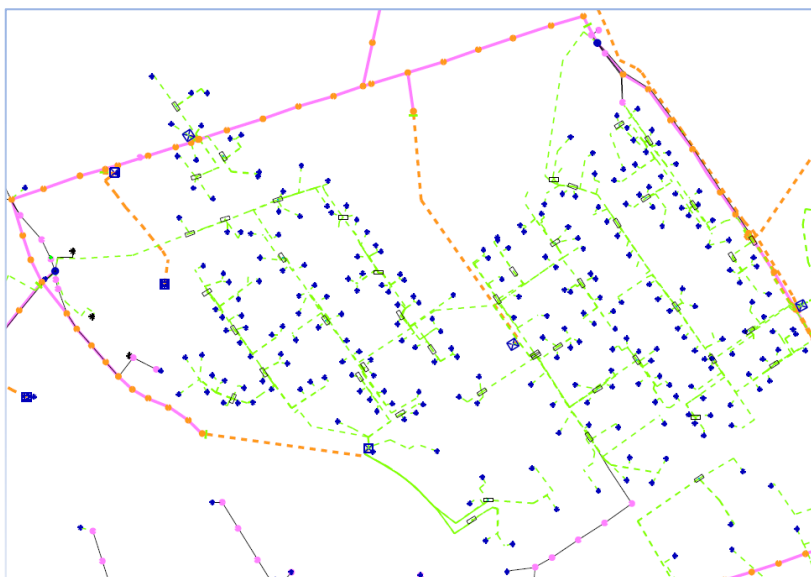
Yhden jakelumuuntajan syöttämät johtolähdöt ja niihin kytketyt asiakasliittymät muodostavat muuntopiirin. Muuntopiirin rakenne on erityyppisillä alueilla hyvin erinäköinen. Haja-asutusalueilla, joilla asiakkaita on johtokilometreihin nähden vähän, pj-verkko on useimmiten toteutettu säteittäisiksi rakennetuilla ilmajohdoilla. Vian sattuessa varasyöttömahdollisuutta ei välttämättä ole ja asiakkaan käyttökatko kestää niin kauan kunnes vika on saatu korjattua.

Tiheään asutetuilla keskusta- tai taajama-alueilla pj-verkko on useimmiten kaapeloitu maan alle. Muuntopiirejä on tiheässä, joten ne voivat vikatilanteissa toimia toisensa varasyöttöjärjestelminä pienillä kytkentämuutoksilla. Sekä kaapelointi että rengasmainen verkkorakenne lisäävät asiakkaiden kokemaa käyttövarmuutta. Toisaalta kaapeliverkossa sattuvan vian paikantaminen ja korjaaminen saattavat kestää huomattavasti ilmajohtoverkkoa kauemmin.

Kuvassa 2 a) on esimerkki haja-asutusalueen ja kuvassa 2 b) keskusta-alueen muuntopiirin tyypillisestä rakenteesta.



Kuva 2 a). Pj-verkon tyypillinen rakenne haja-asutusalueella.

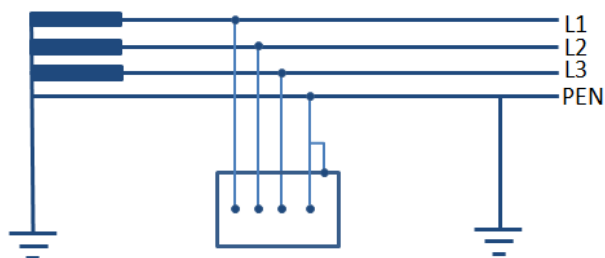


Kuva 2 b). Pj-verkon tyypillinen rakenne taajama-alueella.

Häviöiden määrä suhteessa siirrettäviin tehoihin kasvaa aina pienemmälle jännitetasolle siirryttäessä, joten sähköenergia pyritään siirtämään keskijännitelähdöillä mahdollisimman lähelle asiakasta ennen jännitteen muuntamista pienjännitetasolle. Pienjänniteverkossa johtolähtöjen pituudet ovatkin yleensä suurimmillaan kilometrin luokkaa. Häviöiden ohella etäisyyttä jakelumuuntamosta rajoittaa johtopituuden mukana kasvava jännitteenalenema ja vikavirtojen pieneneminen – esimerkiksi oikosulkutilanteissa syntyvän virran on oltava niin suuri, että verkon suojalaitteet pystyvät erottamaan vian normaalitilan kuormitusvirrasta. [10]

3.1 Pienjänniteverkon tekninen rakenne

Suomessa on pienjännitejakelukäytössä 400 V:n kolmivaiheinen maadoitettu TN-C -vaihtosähköjärjestelmä. Kolmen vaihejohtimen lisäksi TN-C -järjestelmässä on PEN-johdin, joka toimii yhdistettynä 0-johtimena ja suojamaadoitusjohtimena. Muuntamon toisiokäämi maadoitetaan tähtipisteestään ja maadoitukseen kytketään myös kaikkien jännitteelle alttiiden laitteiden suojamaadoitukset (kuva 3).



Kuva 3. Pienjänniteverkko, TN-C -järjestelmä.

Ilmajohdoasennuksissa on alun perin käytetty vioille ja kosketustapaturmille altista avokuparijohtoa, jota on ESU:n verkossa jäljellä noin 15 kilometriä. 60-luvulta lähtien ilmajohdot on toteutettu muovieristeellä päällystetyllä AMKA-riippukierrekaapelilla, jolle riittää avojohtoa kapeampi johtokäytävä ja joka kestää jonkin verran esimerkiksi oksakosketuksia sähkönjakelun keskeytymättä. AMKA-johdon poikkipinnaksi valitaan kuormituksen mukaan 16 - 120 mm². Eristämätön PEN-johdin toimii myös AMKA-johdon kannattimena, jonka varassa se ripustetaan pylvääseen. AMKA:n lisäksi ESU:n verkossa on jonkin verran myös täysin kosketuseristettyjä ilmakaapeleita, jotka ovat AMKA:a raskasrakenteisempia, mutta säävarmempia ja turvallisempia käytössä.

Ilmajohdojen pylvästys on useimmiten toteutettu puupylväillä, jotka on kyllästetty CCA- (kupari-kromi-arseeni), kupariyhdiste- tai kreosoottikyllästeellä. Näistä yleisimmin käytetyn CCA-kyllästeen käyttö on ollut kiellettyä EU-alueella vuodesta 2006 lähtien. [11]

Maakaapeloidun pienjänniteverkon uusissa asennuksissa on yleisimmin käytössä PEX-eristeinen AXMK-alumiinikaapeli, jonka neljä johdinta on kerrattu yhteen ja suojattu mekaanisesti kestäväillä ja vesitiiviillä eristekerroksilla. Aiemmin yleisessä käytössä olleita kaapelityyppejä kuten MCMK-kuparikaapeleita, on verkossa myös runsaasti. Maakaapeliverkossa johtojen haaroitus ja asiakkaiden liittymisjohtojen kytkeminen tapahtuu yleensä jakokaapeissa.

Pienjänniteverkossa johtojen oikosulku- ja ylijännitesuojaukseen käytetään gG-tyypin yleissulakkeita, jotka sijaitsevat kaapeliverkon tapauksessa jakokaapissa ja ilmajohdoverkossa muuntamolla tai pitkillä ilmajohdo-osuuksilla pylväässä välivarokkeena. [10]

3.2 Pienjänniteverkon kuormitus

Pienjänniteverkon johtimet ja suojauslaitteet mitoitetaan siihen liittyvien asiakkaiden huippukuorman perusteella. Erityyppisten asiakkaiden kuormitusprofiilit poikkeavat toisistaan; esimerkiksi asuinkerrostalon ja toimistorakennuksen kulutushuiput ovat erisuuruiset ja osuvat eri ajankohtiin. Suuria käyttäjäjoukkoja tarkasteltaessa myös huippukuormien satunnaisvaihtelun vaikutus pienenee. Näistä syistä erilaisia asiakasliittymiä sisältävän muuntopiirin kokonaishuippukuorma on pienempi kuin yksittäisten asiakkaiden kulutushuippujen summa. [10]

Mitoituslaskennan ongelma on kuitenkin tarkkojen hetkellisten kuormitushuipputietojen puute; asiakkaan hetkellistä huipputehoa P_{\max} ei yleensä tunneta. Asiakkaiden sähkönkulutus mitataan ja laskutetaan kulutetun energiamäärän perusteella, joten tarkkaa tietoa on ainoastaan laskutuskauden kulutetusta energiasta, tai AMR-tuntimittarien tapauksessa jokaisen tunnin aikana kulutetusta energiamäärästä (kW), eli tunnin keskitehosta (kWh/h).

Eri asiakastyypin hetkellisiä kuormitustehoja voidaan arvioida energiankulutustietojen pohjalta kuormitusmallien avulla. [10]

3.2.1 Kuormitusmallit

Karkea arvio suuren asiakasmäärän yhteen lasketusta huipputehosta P_{\max} kilowatteina vuosienenergian W perusteella saadaan niin sanotulla Veleranderin kaavalla. [10]

$$P_{\max} = k_1 \cdot W + k_2 \cdot \sqrt{W} \quad (2)$$

Kaavassa käytettävät kertoimet k_i eri käyttäjäryhmille, kuten kotitalous- tai palveluasiakkaille, on saatu kokemuksen ja mittauksen avulla.

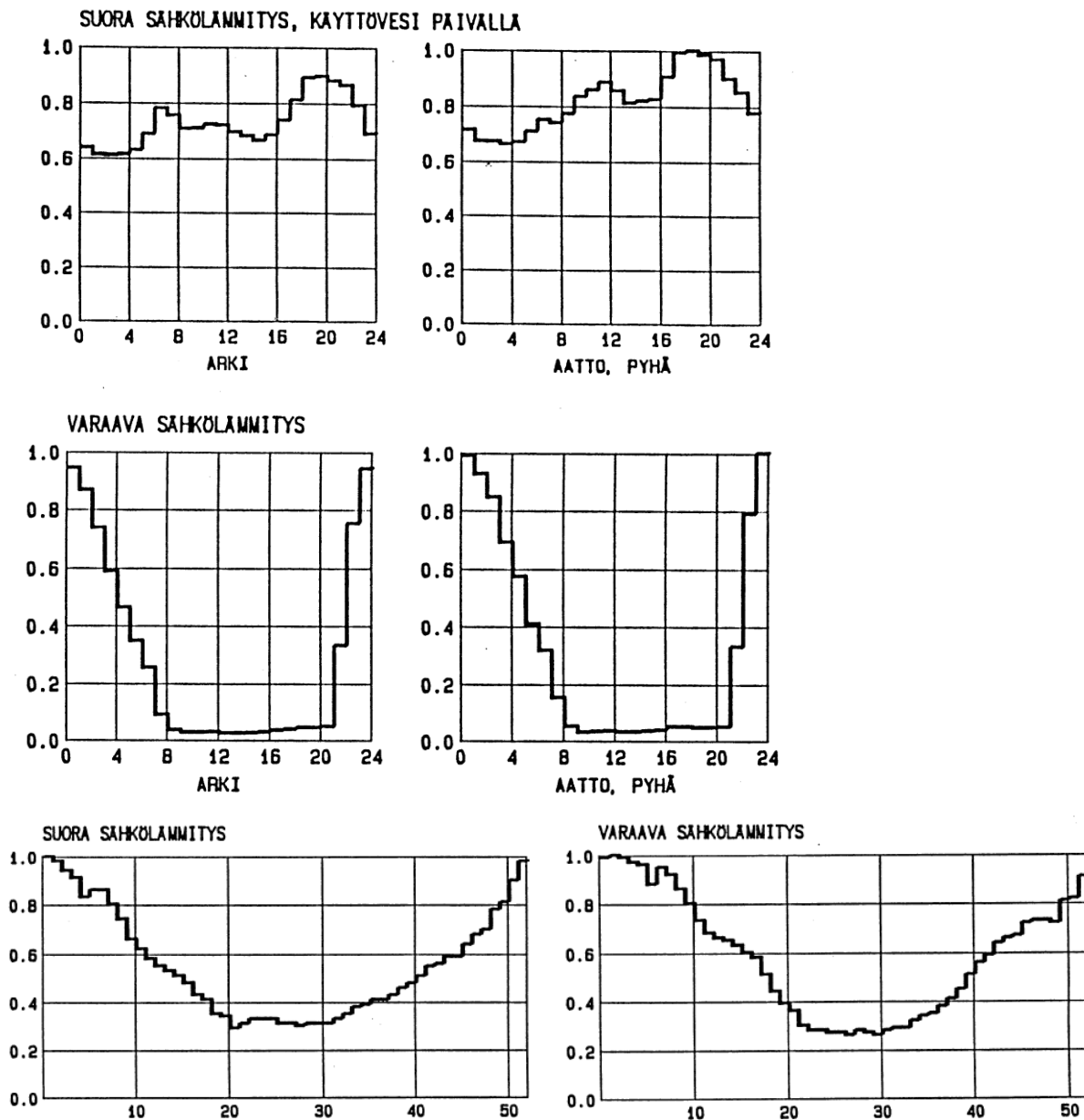
Huipputehojen ja kulutuksen ajallisen vaihtelun mallintamiseen on käytetty 90-luvulta alkaen silloisen Suomen Sähkölaitosyhdistyksen (SLY) laajojen asiakasmittauksen avulla tuottamia tyyppikuormituskäyriä. [12] Niiden avulla voidaan arvioida yksittäisten asiakkaiden kuormitusprofiileja vuosienenergian ja käyttäjätyypin perusteella.

Tyyppikuormituksen indeksisarjat on määritelty erikseen 40 erilaiselle käyttäjäryhmälle eri vuodenaikoina, viikonpäivinä ja tunteina. Näin on saatu mallinnettua erilaisten sähkönkäyttäjien kulutuksen riippuvuus vuodenaikasta, lämpötilasta, vuorokaudenaikasta sekä arki-, aatto- tai pyhäpäivistä. Sähköverkkoyhtiöiden asiakastietojärjestelmässä jokainen asiakas on määritelty kuuluvaksi johonkin näistä tyyppikuluttajaryhmistä. Näin ollen verkkotietojärjestelmien verkon mitoituslaskennassa ja kuormitusmallinnuksessa kuormituskäyriä voidaan käyttää mallintamaan kunkin asiakkaan kuorman ajallista ja lämpötilan mukaista käyttäytymistä.

Mallissa vuosi on jaettu kahden viikon pituisiin jaksoihin, joista jokaiselle on laskettu käyttäjäryhmäkohtaiset kaksiviikkoisindeksit. Kaksiviikkoiseksi on prosenttiluku, joka kuvaa, kuinka paljon kyseisen kahden viikon keskiteho poikkeaa käyttäjäryhmän vuotuisesta keskitehosta ja sillä huomioidaan vuodenaajan ja lämpötilan vaikutus asiakkaan sähkönkulutukseen.

Arki-, aatto- ja pyhäpäiville on vastaavasti laskettu tunti-indeksit, jotka kuvaavat jokaisen tunnin poikkeamaa kyseisen kaksiviikkoisjakson keskitehosta tällä käyttäjäryhmällä. Esimerkkejä erilaisten sähkönkäyttäjryhmien tyyppikuormitusprofiileista on esitetty kuvassa 4. Ylimmät käyrät kuvaavat sellaisen asuinrakennuksen huippukulutusvuorokausien kulutusprofiilia, jossa on suora sähkölämmitys ja käyttövesi lämmitetään päivällä. Keskimmaiset käyrät kuvaavat varaavan sähkölämmityksen kohteen

huippuvuorokausien kulutusprofiilia, jossa lämmitys kytkeytyy päälle yösähkötariffin ajaksi. Alimpana esitetään kummankin kohteen vuosikulutusprofiilit, joista nähdään sähkölämmityksen voimakas vuodenaikavaihtelu.



Kuva 4. Suoran ja varaavan sähkölämmityksen SLY:n tyyppikuormituskäyrien mukaiset vuorokausi- ja vuosikulutusprofiilit. [12]

Arvio tiettyyn ryhmään kuuluvan asiakkaan tietylle kaksiviikkoisjakson tunnille osuvasta tuntikeskitehosta saadaan laskettua asiakkaan vuosienergian sekä kaksiviikkois- ja tunti-indeksien avulla. [10]

$$P_{ri} = \frac{E_r}{8760} \cdot \frac{Q_{ri}}{100} \cdot \frac{q_{ri}}{100} \quad (3)$$

P_{ri} = käyttäjäryhmään r kuuluvan asiakkaan tuntikeskiteho ajankohdalle i
 E_r = käyttäjäryhmään r kuuluvan asiakkaan vuosienergia
 Q_{ri} = 2-viikkoisindeksi käyttäjäryhmän r jaksolle i
 q_{ri} = tunti-indeksi käyttäjäryhmän r ajankohdalle i

Tyyppikuormituskäyriä luotaessa mittaustuloksia on korjattu lämpötilakorjauskertoimella, joka kuvaa mittaushetken lämpötilan poikkeamaa kaksiviikkoisjaksolle määritellystä referenssilämpötilasta. [10] [13] Korjauskerrointa voidaan käyttää myös lasketun tuntikeskitehon korjaamiseksi tutkittavana ajankohtana vallitsevan tai verkon suunnittelun mitoitusperusteeksi valitun ulkolämpötilan mukaiseksi. [13] Esimerkiksi Trimble NIS Laskentasovelluksessa voidaan indeksisarjoja käytettäessä laskentälämpötila valita vapaasti. [14]

$$Q_{ri}(T_i) = Q_{ri} + \beta \cdot (T_i - T_{i,n}) \quad (4)$$

$Q_{ri}(T_i)$ = lämpötilakorjattu 2-viikkoisindeksi
 Q_{ri} = alkuperäinen 2-viikkoisindeksi käyttäjäryhmän r jaksolle i
 β = käyttäjäryhmälle ominainen lämpötilariippuvuus (esim. 4 % / °C)
 $(T_i - T_{i,n})$ = lämpötilan poikkeama referenssilämpötilasta
 W

Tyyppikuormituskäyrillä laskettavat tuntitehot kuvaavat melko hyvin suuren käyttäjämäärän tehonvaihtelua. Käyttäjien todelliset huipputehot ovat kuitenkin pj-verkon suunnittelussa mitoittavia suureita ja ne saattavat poiketa paljonkin laskennallisista tuntikeskitehoista. Mitä pienempää määrää käyttäjiä tarkastellaan kerralla, sitä suurempaa on satunnaisvaihtelu.

Tehohuippujen satunnaisvaihtelua mallinnetaan useimmiten normaalijakaumalla. Jos oletetaan, että satunnaisvaihtelu yhden käyttäjäryhmä sisällä noudattaa normaalijakaumaa, saadaan haluttua ylitystodennäköisyyttä vastaava huipputeho laskettua keskitehon, käyttäjämäärän ja ylitystodennäköisyyden avulla. [10] [13]

$$P_{max} = n \cdot \bar{P} + z_a \cdot \sqrt{n} \cdot \sigma \quad (5)$$

P_{max} = valitun todennäköisyyden mukainen tehon huippuarvo
 n = laskennassa mukana olevien käyttäjien määrä
 \bar{P} = keskiteho
 z_a = normeeratun normaalijakauman kertymäfunktion arvo valitulle todennäköisyydelle a , esim. taulukkokirjasta
 σ = normaalijakauman hajonta

Usean käyttäjäryhmän yhteinen huippukuorma saadaan lopuksi summaamalla käyttäjämäärillä painotetut keskitehot ja hajonnat. [10] [13]

$$P_{max} = \sum_{i=1}^n (n_i \cdot \bar{P}_i) + z_a \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n n_i \cdot \sigma_i^2} \quad (6)$$

Asiakasryhmälle tyypillinen hajonta ja valittu laskennallisen huipputehon ylitystodennäköisyys vaikuttavat siihen, kuinka suuri marginaali mitoitukseen suunnitellaan. 1 % ylitystodennäköisyyden valinta antaa huomattavasti suuremman maksimitехon arvon kuin esimerkiksi 5 %. Hajonnan vaikutus pienenee siirryttäessä tarkastelemaan suurempaa käyttäjäryhmää. [10]

Tunti-indeksisarjoja käytettäessä yksittäisten asiakkaiden huomattavat poikkeamat tyyppikäyristä ja asiakastietojen vanheneminen tuottavat mitoituslaskelmiin virhettä. Esimerkiksi tilanteessa, jossa samassa muuntopiirissä useampi asiakas vaihtaa lämmityksensä öljylämmityksestä sähköä kuluttavaan lämpöpumppulämmitykseen, asiakkaiden kulutusprofiili muuttuu oleellisesti, mutta tieto muutoksista ei välttämättä kulkeudu sähköverkkoyhtiöön saakka. Asiakkaan kuormitusprofiilia saattavat muuttaa merkittävästi monet muutkin liittymissopimuksen solmimisen jälkeen käyttöön otetut asennukset, kuten sähkön pientuotantolaitteistot. Tällöin olemassa olevan verkon mitoituslaskennat suoritetaan pahimmillaan täysin väärillä lähtötiedoilla.

3.2.2 Kuormituksen kehittyminen

Kuormitusennusteita tehdään sähkönjakeluyhtiöissä useisiin käyttötarkoituksiin ja eripituisille aikaväleille. Sähkömarkkinoita ja energianhankintaa varten tarvitaan lyhyen aikavälin ennusteita lähipäiville tai -viikoille, verkon suunnittelun ja kehittämisen tarpeisiin taas tehdään komponenttien pitkien pitoaikojen vuoksi usean kymmenen vuoden pituisia ennusteita. [13] Kuormituksen kasvunopeus vaihtelee erilaisilla alueilla. Kasvavissa taajamissa kasvu voi olla 3-5 %:n luokkaa vuodessa, mikä tarkoittaa kymmenessä vuodessa 60 % kasvua. Maaseudun haja-asutusalueilla taas sähköenergian kulutus saattaa jopa pienentyä. [10]

Pitkän aikavälin kuormitusennusteen lähtötietoina ovat nykyisen kuormituksen energiankulutustiedot ja niiden historiallinen kehitys alueella, mistä voidaan tehdä rajoitetusti päätelmiä tulevaisuuden kehityksestä.

Kunnan kaavoituksesta ja rakentamislupa-asioista vastaavilta tahoilta on saatavissa tietoja alueen asukas- ja työpaikkamäärissä tapahtumassa olevista muutoksista. Esimerkiksi asemakaavassa määritellään tarkasti rakennettavan alueen kerrosneliömetrit ja se, ovatko ne tyyppiltään esimerkiksi erillistaloja, asuinkerrostaloja vai liikehuoneistoja. Näille eri rakennustyypeille on määritelty energiatehokkuuskatselmusten perusteella keskimääräisiä sähkö- ja lämpöenergiankulutuksen ominaisarvoja ja niiden vaihteluvälejä, joiden perusteella voidaan laskea arvio alueelle suunniteltujen rakennusten sähkönkulutuksesta [15][16]. Kun asemakaava vahvistetaan, sen ohjaama rakentaminen alkaa yleensä jo lähivuosina. Se, kuinka suuri osa kaavoitetusta rakennusalueesta tullaan todellisuudessa rakentamaan, vaihtelee muun muassa alueen tyyppin ja yleisen taloustilanteen mukaan. Uuden rakennuskannan pinta-ala saadaan joka tapauksessa asemakaavan perusteella sekä asiantuntija-arvioiden avulla luotavia skenaarioita käyttäen haarukoitua nykyisen ja kaavassa määritellyn kokonaispinta-alan välille.

Kuormituksen kasvunopeuteen vaikuttavat rakentamisen lisäksi yleiset sähkönkäytön trendit eli muutokset sähkölaitteiden määrissä, energiankulutuksessa ja käytötavoissa. Haja-asutusalueilla, joilla uudisrakentaminen on vähäistä, nämä ovat lähes ainoita kuormituksen muutoksen syitä. Kulutusta muuttavat lukuisat, osittain toisiaan vastaan toimivat mekanismit, mikä tekee muutoksesta pidemmän päälle vaikean ennustettavan.

Kotitalouksien sähkönkäyttö on kasvanut viimeiset 30 vuotta ja tulee todennäköisesti kasvamaan myös tulevina vuosikymmeninä huolimatta siitä, että yksittäisten laitteiden energiatehokkuus paranee jatkuvasti [17]. Esimerkiksi asuntojen valaistuksen sähkönkäyttö on vähentynyt huomattavasti energiansäästö- ja led-valaisimiin siirtymisen vuoksi, ja tietokoneiden kulutus pienentynyt sitä mukaa kun pöytäkoneet vaihtuvat kannettaviin ja mobiililaitteisiin. Toisaalta taas asumisväljiys, kotien varustelutaso ja laitteiden määrä pyrkivät kasvamaan jatkuvasti, ja uudet sähkön käyttötavat, kuten ilmastointi ja autojen sisätilalämmittimet yleistyvät, mikä riittää kasvattamaan sähkönkulutusta energiatehokkuuden kehittymisestä huolimatta. [17] Lisäksi eräät energiatehokkuustoimet, kuten öljylämmityksestä luopuminen tai sähköautoihin siirtyminen lisäävät sähkönkäyttöä, vaikka rakennuksen kokonaisenergiankulutus pienenisikin. Tilannetta monimutkaistaa edelleen erilaisten kotitalouksien sähkönkäytön kehityksessä havaittava hajonta; varustelutaso ja kotitalouteen kuuluvien asukkaiden määrä saattavat aiheuttaa samankokoisten asuintalojen vuosikulutuksissa useiden tuhansien kilowattituntien eron [17].

Vuoteen 2020 mennessä tulevat voimaan Euroopan komission Rakennusten energiatehokkuus -direktiivin (EPDB, Energy Performance of the Buildings Directive) mukaiset, uudet rakennusmääräykset. Direktiivin mukaan vuodesta 2019 lähtien viranomaisen omistamien tai niiden käyttöön rakennettavien julkisten rakennusten, ja vuodesta 2021 kaikkien uusien rakennusten, on oltava niin sanottuja ”lähes nollaenergiataloja” (nZEB, Nearly Zero-Energy Building). Tällä tarkoitetaan, että rakennusten nettoenergiankulutuksen neliömetriä kohden on oltava hyvin pieni. Keinot tavoitteen saavuttamiseksi on jätetty direktiivissä auki, mutta ne voivat tarkoittaa esimerkiksi lisäeristämistä, ilmanvaihdon ja jätevesien lämmön talteenottoa, taloautomaatiota ja ”riittävää määrää” tontilla tai lähialueella tuotettavaa uusiutuvaa energiaa, kuitenkin kustannustehokkuus, sisäilman laatu ja rakenteiden toimivuus huomioiden. Direktiiviin jätettyjen tulkinnanvaraisuuksien kuten rakennuksen riittävän pienen energiatehokkuusluvun, energiatehokkuustoimien vaikutusten laskentatapojen ja toteutusvaihtoehtojen määrittelyt on annettu kansallisella tasolla tehtäväksi. Työ onkin Suomessa jo pitkällä ja näillä näkymin määräykset saattavat meillä astua voimaan jopa vuoden etuajassa. [18] [19]

Nämä uudet vaatimukset ovat jatkumoa jo toteutuneille uudis- ja korjausrakentamisen energiamääräysten asteittaiselle tiukentumiselle 2000-luvulla. Seurauksena uusien rakennusten kokonaisenergiankulutus on laskenut ja tulee laskemaan edelleen merkittävästi. Rakennusten sähkön käytön kannalta painopiste tulee siirtymään lämmityksestä jäähdytyksen suuntaan.

Edellä kuvatut sähkönkäyttötapojen muutokset vaikuttavat käyttäjien kuormitusprofiileihin sekä huipputehojen arvoon ja ajankohtiin ja siten verkon mitoittukseen; esimerkiksi yleistyvät maa- ja ilmalämpöpumput ottavat käynnistyessään verkosta moninkertaisesti nimellistehoaan suurempia tehoja [20], mikä saattaa ylittää verkon suunnitellun huipputehokapasiteetin, vaikka keskimääräinen sähkönkulutus pysyisi ennallaan tai pieneneisi.

Eräs kuormahuippuja tasoittava sähkön käytön muutos tulevaisuudessa saattaa olla AMR-mittauksen mahdollistama kuormajoustosopimusten käyttöönotto. Kuorma-

joustosopimuksissa asiakas luovuttaa verkkoyhtiölle oikeuden ajoittaa tiettyjen kuormien, kuten lämpöpumppujen käynnistyksen siten, että kuormitus jakautuu verkossa mahdollisimman tasaisesti. Lisääntyvien sähkökäyttöisten ajoneuvojen latauksen älykäs hallinta mahdollistaisi myös kuormituksen ajoittamisen hallinnan ja jopa energian varastoinnin. Huonosti hallittuna sähköautoihin siirtyminen sen sijaan kasvattaa huipputehon ja verkkokapasiteetin tarvetta. [13] [21]

3.2.3 Kuormitusennusteen laskeminen

Ennuste alueen sähköenergian kulutuksen muutoksesta tarkasteltavalla aikavälillä voidaan laskea kaavoitetulle alueelle, kun tiedot alueen rakennuskannasta, alueelle suunnitellusta uudisrakentamisesta ja rakennusten ominaiskulutuksista ovat tiedossa. [13] Alueen ominaiskulutus määritellään alueella kulutetun vuosien energian suhteena alueen rakennusten yhteenlaskettuun kerrosalaan ja sen yksikkö on kWh / kerros-m².

$$\text{Ominaiskulutus} = \text{laskutettu vuosien energia} / \text{rakennettu kerrosala} \quad (7)$$

Odotettavissa oleva vuosien energian lisäys saadaan uuden rakentamisen ja uusien rakennusten ominaiskulutuksen tulona. Jos oletetaan, että huipputeho kasvaa samassa suhteessa kuin vuosien energia, voidaan suuntaa-antava tehon kasvuprosentti laskea energiankulutuksen muutoksen avulla [13]:

$$\begin{aligned} & \text{(Nykyinen vuosien energia} \\ & + \text{arvioitu nykyisen rakennuskannan kulutuksen muutos} \\ & + \text{uusi kerrosala} * \text{uuden kerrosalan ominaiskulutus}) / \text{Nykyinen vuosien energia.} \end{aligned} \quad (8)$$

Haja-asutusalueiden sähkön käytön muutosten mallintamiseen on tällä hetkellä olemassa hyvin vähän työkaluja. Tilastotietoa kulutuksen alueellisesta kehityksestä aiempina vuosina on saatavilla, mutta paikallisesti muutosten nopeus saattaa vaihdella paljonkin, koska pienen kuluttajajoukon kuormituksessa esimerkiksi lämmitystavan vaihdokset tai pientuotantolaitteistojen käyttöönotto näkyvät selvästi. Asiakkaiden sähköenergiankulutuksen AMR-tuntimittauksen tuottama tilastotieto saattaa tulevaisuudessa auttaa ennusteiden tekemisessä.

4 Sähköntoimituksen AMR-mittaus

AMR-sähkönkulutusmittarit (Automated Meter Reading) ovat elektronisia, etäluettava asiakkaiden sähkönkulutuksen mittauslaitteita, jotka ovat 2000-luvun aikana korvanneet perinteiset mekaaniset, paikan päällä luettavat sähkömittarit. Uudentyyppisten mittarien ansiosta asiakasliittymän sähkönkulutuksen aikakäyttäytymisestä, keskeytyksistä ja jakelujännitteen laadusta on saatavilla aiempaa tarkempaa tietoa, jota voidaan käyttää hyväksi jakeluverkkoyhtiön laskutuksessa, vianhallinnassa, vikojen paikantamisessa sekä sähköverkon rakennus-, kunnossapito- ja saneeraussuunnittelussa.

AMR-mittaus tuottaa aikasarjan, joka sisältää sähköenergian kulutustiedon mittauspisteessä kilowatteina jokaiselta vuorokauden tunnilta. Tuntisarja sekä mahdolliset keskeytys- ja sähkönlaadun mittauksien tiedot siirretään kerran vuorokaudessa sähkönjakeluyhtiön tietokantaan esimerkiksi 3G-yhteyden tai sähköverkon kautta, ja sieltä verkkoyhtiön eri toimintojen, kuten verkonhallinnan ja asiakaspalvelun sekä asiakkaan omaan käyttöön. [13]

Osa mittareista voidaan asettaa ilmoittamaan jakeluverkkoyhtiön valvomoon, kun jännite katkeaa tietyn mittaiseksi ajaksi, tai ylittää tai alittaa määritellyt raja-arvot. Sopiviin kohtiin verkkoa sijoitetut, katkosta hälyttävät mittarit voivat helpottaa huomattavasti pienjänniteverkon vianhallintaa ja vikojen paikallistamista. [22] Tilastoituja tietoja sähkönjakelun häiriöistä voidaan myös käyttää hyväksi verkon saneeraus- ja suunnittelussa.

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) säätö AMR-mittauksen pakolliseksi Suomessa vuoden 2013 loppuun mennessä, jolloin käyttöpaikoista 80 % oli oltava etäluennan piirissä. [23] Suomi on ollut tässä kehityksessä maailman kärkeä. [24] Asetuksen taustalla on muun muassa EU:n Energiapalveludirektiivin vaatimukset ja pohjoismaisen sähkökaupan harmonisointipyrkimys – mittareiden tuottama tarkka kuormitustieto mahdollistaa eri maiden keskenään epäyhdenmukaisista kuormituskäyrämalleista luopumisen energiakaupankäynnissä ja helpottaa sähkömarkkinoilla toimimista. Mittareiden lisäominaisuudet puolestaan mahdollistavat erilaiset energian säästö- ja energiatehokkuustoimet, kuten hajautetun sähköntuotannon liittämisen verkkoon ja kysyntäjoustopäätösten toteuttamisen, ja niiden kautta CO₂-päästöjen vähentämisen. [25]

Sähköntoimituksen mittauksesta säätävässä asetuksessa kaikilta etäluettavilta mittareilta vaadittavia ominaisuuksia ovat tunneittaisen energialukeman eli tuntikeskitehon mittaus ja tallennus, yli 3 minuuttia kestävien sähkökatkojen rekisteröinti sekä valmius kuormanohjaukseen, jolla tarkoitetaan mahdollisuutta kytkeä asiakkaan laitteistoja automaattisesti päälle ja pois huippukuorma-aikoina. Kuormahuippujen hallintaan etäohjauksen avulla soveltuvia kuormia ovat esimerkiksi varaava sähkölämmitys ja lämpöpumput, ja ohjaussignaalina voidaan käyttää esimerkiksi sähkön tukkuhintaa. [10] Mittausasetuksen mukaan sähköverkkoyhtiön on tarjottava pyynnöstä asiakkaan käyttöön myös ominaisuuksiltaan monipuolisempi AMR-mittari, jolla voidaan edellisten lisäksi seurata sähköenergiankulutusta reaaliaikaisesti, ohjata useita kuormia ja mitata sähkön laatua sekä 3 minuuttia lyhyempiä katkoja. [13][23]

4.1 AMR-datan käyttö verkon mitoituslaskennassa

AMR-tuntimittauksella saatavan todellisen, asiakaskohtaisen sähkönkulutustiedon avulla on mahdollista tutkia tyyppikuormituskäyrälaskentaa tarkemmin verkon tehonjakoa ja kuormitusta. Tuhansien asiakkaiden tuntimittautiedon käsitteleminen ei kuitenkaan valtavan datamäärän takia ole kovin yksinkertaista ja tuntimittautiedon käytön menetelmät ja niiden kaupalliset sovellukset ovat vasta kehitteillä.

Keravan Energia -yhtiöissä kattavaa AMR-mittausdataa on käytettävissä vuoden 2014 alusta alkaen. Kaikkia tuntimittauksen mahdollistamia ominaisuuksia, kuten keskeytyshälytyksiä ja sähkön laadun mittausta ei ole vielä saatu hyötykäyttöön joutuen muun muassa analyysityökalujen puutteesta ja tietojärjestelmien asettamista rajoitteista. Katkoista hälyttäviä mittareita on ESU:n maaseutuverkkoon asennettu valikoiduille paikoille noin 8000 kappaletta. Mittarit on asetettu hälyttämään vähintään 10 minuuttia kestävästä katkoista ja alle 207 voltin jännitteistä yhdessä tai useammassa vaiheessa. [22]

Trimble NIS Laskentasovelluksella voidaan tällä hetkellä laskea pj-verkon tehonjako, oikosulkukestoisuus ja suojausten toiminta käyttämällä suoraan asiakkaiden AMR-tuntisarjoja täydennettynä puuttuvien tietojen osalta indeksisarjoilla. Koska toteutuneita lämpötiloja ei ole käytettävissä tuntimittausdatan rinnalla, ei esimerkiksi verkon mitoituslaskennassa vaadittavaa lämpötilakorjausta ole kuitenkaan mahdollista tehdä suoraan ohjelmassa. Näin ollen verkon mitoituksen riittävyys voidaan tarkistaa mittautustietojen avulla ainoastaan tunnin keskitehojen ja mittausjaksolla vallinneiden olosuhteiden osalta, jotka eivät vastaa kriittisintä mahdollista kulutustilannetta. Olemassa olevan verkon mitoituksen tarkistaminen AMR-tiedoilla onnistuu ainoastaan, jos kaikkien kuormitukseen osallistuvien asiakkaiden mittarit ovat tuottaneet mittausjaksolla hyväksyttäviä tuloksia, ja asiakkaiden kuormien lämpötilariippuvuus sekä huippukuormien poikkeamat tuntikeskitechosta voidaan määritellä luotettavasti. Tällaisten asioiden analysoiminen suuresta tietomäärästä vaatii suurta laskentatehoa ja taulukkolaskentaohjelmia kehittyneempiä työkaluja.

Myöskään kuormitusennusteiden tai kuormien kasvuskenaarioiden luominen mittautustiedon pohjalta ei ole tällä hetkellä mahdollista suoraan verkkotietojärjestelmässä. Sen sijaan asiakaskohtaisten kulutusprofiilien luominen mittausdatan pohjalta onnistuu ja tätä ominaisuutta voitaisiin käyttää yksittäisten, suurten, kulutusprofiililtaan tyyppikuormituskäyristä poikkeavien asiakkaiden liittymispisteiden mallintamiseen verkostolaskennassa.

AMR-datan paremman hyödyntämisen keinoja tutkitaan Suomessa parhaillaan Energia- ja ympäristöalan strategisen huippuosaamisen keskittymän CLEEN Oy:n SGEM-tutkimushankkeessa. [26] Hankkeessa on kartoitettu muun muassa alueellista sähkön käytön muutoksen ennustamista kaavoitusskenaarioiden ja AMR-datan avulla, asiakkaiden ryhmittelemistä kuormituksen koon ja aikakäyttäytymisen mukaan ja uusien tyyppikuormitusmallien luomista AMR-mittautustietoihin perustuen. [27][28][29]

Kiinnostavia tuloksia asiakkaiden tarkemmasta luokittelusta kuluttajatyyppeihin on saatu Tampereen yliopiston ja VTT:n tutkimuksessa, jossa pääkomponentti- ja ISODATA -klusterointianalyysin avulla on pyritty tunnistamaan ja uudelleen luokittelemaan asiakkaiden kulutusprofiilit AMR-datasta. [27] Jatkotutkimuksessa selvitettiin myös uusien tyyppikuormituskäyrien luomista tuntimittausdatan pohjalta. Tässä tutkimuksessa käytettiin hyväksi Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n ja Elenia Oy:n haja-asutus- ja kaupunkiverkon asiakkaiden mittautustietoja. AMR-datan pohjalta mallinnettiin asiakkaiden lämpötilariippuvuudet ja kuormitusten satunnaisvaihtelu. Niiden

avulla päivitettiin ensin olemassa olevat tyyppikuormituskäyrät ja sen jälkeen luokiteltiin asiakkaat uudestaan käyttäjäryhmiin ja laskettiin niille kokonaan uudet tyyppikuormituskäyrät. Suurille, löydettyihin luokkiin sopimattomille asiakkaille muodostettiin yksilölliset kuormitusprofiilit. Tutkimuksessa havaittiin, että molemmilla tavoilla on mahdollista tehdä tarkempia lyhyen aikavälin kuormitusennusteita kuin vanhoilla tyyppikuormituskäyrillä. Huippukuorman ennustamisen tarkkuudessa päivitetyillä kuormituskäyrillä ja uuden ryhmittelyn pohjalta tehdyillä käyrillä ei havaittu suurta eroa. Yksittäisten asiakkaiden kulutuksen satunnaisvaihtelu vaikeutti kuitenkin tarkkojen ennusteiden tekemistä pienille asiakasryhmille myös uusilla tyyppikuormituskäyrillä. [28]

Aalto-yliopiston ja Helen Sähköverkko Oy:n yhteistyönä tehdyssä tutkimuksessa on puolestaan esitetty menetelmä uusien tyyppikuormituskäyrien muodostamiseksi jakeluverkkoyhtiöiden pitkän aikavälin suunnittelun tarpeisiin. Menetelmässä haettiin verkon kulutuspisteiden AMR-tuntisarjoista yhdenmukaisuuksia häivyttämällä ensin vuosienenergia- eli kulutuksen kokotiedot ja etsimällä sitten pääkomponenttianalyysin avulla kulutuksen vaihtelua selittäviä tekijöitä. Tämän jälkeen kulutuspisteet jaettiin viiteen asiakastyypiin K-means -klusteroinnin avulla ja niille muodostettiin kuormituskäyrämallit huomioiden kunkin asiakasryhmän kulutusta selittävät tärkeimmät tekijät, kuten ulkolämpötila, valoisan ajan pituus ja viikonpäivät. Kahden asiakasryhmän päiväkohtainen kulutuksen käyttäytyminen saatiin työssä mallinnettua hyvin tarkasti, mutta muun muassa kulutuksen tuntikäyttäytyminen ja kulutuksen hajonnan käyttäytyminen kuluttajaryhmän koon kasvaessa jäivät odottamaan lisätutkimusta. [29]

Vaikka AMR-datan hyödyntämisen keinoja tutkitaan vilkkaasti, yksittäisten asiakkaiden tai pienten asiakasryhmien huippukuormien mallintamiseen ja pienjänniteverkon mitoittamiseen suoraan mittausdatan pohjalta ei vielä ole tarjolla valmiita, jakeluverkkoyhtiön käyttöön sopivia työkaluja.

5 Pienjänniteverkon mitoituksen laskeminen

Pienjänniteverkon sähköistä kuormitettavuutta rajoittaa johtojen terminen ja oikosulkukestoisuus, jännitteenalenema asiakkaiden liittymispisteissä sekä vikasuojalaitteiden toimivuus. Taloudelliselta kannalta verkon mitoituksessa on huomioitava alueen kuormitusten kehittyminen tulevaisuudessa ja sen mukaiset marginaalit sekä häviökustannukset, jotka saattavat muodostua suuriksi alimitoitetuilla johdoilla.

Olemassa olevan verkon kuormitettavuuden riittävyys voidaan tarkistaa, kun tiedetään johdinten pituus ja sähköiset ominaisuudet, suojalaitteiden toimintavirratt ja -ajat, tutkittavan johtolähdön kuormitusten tyypit ja laskennalliset tai todelliset huipputehot sekä kuormituksen kasvuprosentit.

5.1 Johtojen ja suojalaitteiden sähköinen mitoitus

Johdon sähköinen kuormitettavuus määräytyy suurimmasta johdolle sallittavasta lämpötilasta. Ylikuumeneminen vahingoittaa johdon eristeitä, heikentää johdinmateriaaleja ja aiheuttaa palo- tai tapaturmavaaran johdon ympäristössä. Pj-johdoilla on oltava myös kosketusjännitevikojen varalta suojaus, joka kytkee syötön nopeasti ja automaattisesti pois vikatilanteesta. Runko- ja liittymisjohdoilla suojan toiminta-ajan on nykyisen standardin mukaan jäätävä alle 5 sekunnin, mutta ennen vuotta 2007 rakennetuissa verkoissa ja vahoihin muuntopiireihin rakennettavissa uusissa johtohaaroissa maksimitoiminta-ajaksi on sallittu 15 sekuntia. Pj-johdot suojataan yleensä gG-tyyppin yhdistelmäsulakkeilla, jotka toimivat samanaikaisesti ylikuormitus-, oikosulku- ja vikasuojina. [16]

Eri johto- ja kaapelityypeille on määritetty niiden asennustavan mukaiset suurimmat sallitut kuormitusvirrat normaalissa käyttötilanteessa ja oikosulkukestoisuus yhden sekunnin arvona. [16][30] Taulukossa 2 on esitetty valmistajan AMKA-johdoille antamia sähköisiä ja kuormitettavuusarvoja. [31]

Taulukko 2. AMKA-riippukierrekaapelien sähköisiä arvoja. [31]

TUOTTEEN NIMI			AMKA 1x16+25	AMKA 3x16+25	AMKA 3x25+35	AMKA 3x35+50	AMKA 3x50+70	AMKA 3x70+95	AMKA 3x120+95	AMKA 4x16+25	AMKA 3x25+16+35	AMKA 3x35+16+50
Vaihejohtimen maks. tasavirtaresistanssi	johdin 20°C	Ω/km	1,91	1,91	1,20	0,868	0,641	0,443	0,253	1,91	1,20	0,868
Vaihejohtimen vaihtovirtaresistanssi (1)	johdin 70°C	Ω/km	2,3	2,3	1,4	1,0	0,77	0,53	0,30	2,3	1,4	1,0
Kannattimen maks. tasavirtaresistanssi	johdin 20°C	Ω/km	1,38	1,38	0,986	0,720	0,493	0,363	0,363	1,38	0,986	0,720
Induktanssi vaihetta kohti (1)		mH/km	0,29	0,35	0,34	0,34	0,33	0,31	0,30	0,35	0,34	0,34
KUORMITETTAVUUS (2)												
Ilmassa	johdin 70°C	A	75	70	95	115	140	180	250	70	90	115
TERMINEN OIKOSULKUKESTOISUUS (2)												
Suurin sallittu 1 sekunnin oikosulkuvirta	vaihejohdin (5) kannatin (6)	kA kA	1,0 1,5	1,0 1,5	1,6 2,1	2,3 3,0	3,2 4,3	4,5 5,9	7,8 5,9	1,0 1,5	1,6 2,1	2,3 3,0

Johdon suurin sallittu kuormitusvirta voidaan laskea mitoitus-tehon (ks. luku 2.4) avulla

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} U_N \cos\varphi} \quad (9)$$

I_{max}	= kuormitusvirran maksimi
P_{max}	= mitoitus-teho
U_N	= nimellisjännite 400 V
$\cos\varphi$	= kuorman tehokerroin

Oikosulkuvirran on pysyttävä johdolle sallittua maksimioikosulkuvirtaa pienem-pänä, mutta toisaalta oltava riittävän suuri, jotta johdonsuojalaitteet pystyvät erotta-maan sen normaalitilan kuormitusvirrasta. Oikosulkuvirran arvo pj-verkossa on pie-nimmillään kaukana syöttöpisteestä tapahtuvassa vaihe- ja PEN-johtimen välisessä oikosulussa. Pienjänniteasennuksia käsittelevän standardin SFS 6000-8-801 mukaan oikosulkuvirran minimiarvon pj-liittymän päävarokkeilla tulisi olla vähintään 250 A [30][16]. Ennen vuotta 2000 rakennetuissa verkoissa voidaan sallia alle 63 ampeerin gG-sulakkeille 2,5 kertaa nimellisvirtaa suuremmat, ja yli 63 ampeerin gG-sulakkeille 3 kertaa nimellisvirtaa suuremmat oikosulkuvirran minimiarvot, kunhan pääsulakkei-den luona sulakkeen toiminta-aika pysyy kuitenkin alle 5 sekunnin. [16] Trimble NIS verkostolaskenta -sovelluksessa on otettu huomioon muuttuneet standardit, ja lasken-ta käyttää suojauksen toimivuuden tarkastelulaskuissa johdon ikätiedon tai muunta-mon perustamisvuoden mukaisesti valittuja sähköturvallisuusmääräyksiä. [14]

Yksivaiheisen oikosulkuvirran suuruus tarkastelupisteessä saadaan laskettua vai-hejännitteen ja syöttävän verkon impedanssitietojen avulla [10].

$$I_{k1v} = \frac{3 \cdot U_v}{\sqrt{(2R_m + R_{m0} + 3l(r_j + r_0))^2 + (2X_m + X_{m0} + l(2x_j + x_{j0} + 3x_0))^2}} \quad (10)$$

I_{k1v}	=1-vaiheinen oikosulkuvirta
U_v	= vaihejännite
R_m	= syöttävän muuntajan oikosulkuresistanssi
R_{m0}	= syöttävän muuntajan nollaresistanssi
X_m	= syöttävän muuntajan oikosulkureaktanssi
X_{m0}	= syöttävän muuntajan nollareaktanssi
l	= johdon pituus
r_j	= vaihejohtimen resistanssi /km
r_0	= nollajohtimen resistanssi /km
x_j	= vaihejohtimen reaktanssi /km
x_{j0}	= vaihejohtimen nollareaktanssi /km
x_0	= nollajohtimen reaktanssi /km

Kuormitettavuuden ja suojauksen toimivuuden lisäksi johdon mitoituksessa on huomioitava myös kuluttajan sähkön laatuun vaikuttava jännitteenalenema. Jakelujännitteen tulisi Verkostosuositus SA 2:08:n mukaan olla asiakkaan liittymispisteessä korkeintaan 10 % nimellisjännitettä alempi, eli vähintään 207 V [16]. Pj-johdolla tapahtuvan jännitteenaleneman likiarvo prosentteina johdon syöttöpisteestä asiakkaan liittymispisteeseen voidaan laskea kaavalla [32]

$$\Delta U_h' = \sqrt{3} \cdot l (I_p r + I_q x) \cdot \frac{100 \%}{400V} \quad (11)$$

jossa

$\Delta U_h'$	= jännitteenalenema prosentteina pääjännitteestä
l	= johdon pituus (km)
I_p	= pätövirta
I_q	= loisvirta
r	= johtimen ominaisresistanssi (Ω / km)
x	= johtimen ominaisreaktanssi (Ω / km)

Kuormituksen aiheuttamaa jännitteenalenemaa ja verkon jännitejäykkyyttä käsitellään tarkemmin sähkön laatuun liittyen luvussa 7.1.

6 Sähkön laatu

Sähkön toimituksen heikentynyt laatu on yksi monista pienjänniteverkon saneeraus-harkintaan johtavista syistä. Sähkön laatu muodostuu toimitusvarmuudesta eli katkotomuudesta, jännitetason pysyvyydestä ja vaihtojännitteen siniaallon laadusta. Laadun virheet häiritsevät monien sähkölaitteiden toimintaa ja saattavat aiheuttaa laiterikkoja.

Sähkön laadun ongelmat ovat tähän asti tulleet sähköyhtiön tietoon lähinnä asiakasreklamaation johdosta tehtyjen mittausten kautta. Ikääntyvässä maaseutuverkossa yleisimmät asiakasreklamaatioiden aiheet ovat nopeat, toistuvat jännitemuutokset eli välkyntä (44 %) ja matala jännite (18 %) [33]. Etäluettavat AMR-tuntimittarit mahdollistavat verkkoyhtiöille paremman tiedonsaannin joistakin laatuvirheistä, sillä osaa mittareista voidaan käyttää tallentamaan ja hälyttämään jakelujännitteen poikkeamista kuten ali- tai ylijännitteistä ja katkoista. Kaikkia sähkön laadun tekijöitä, kuten jännitetasojen välkyntää ja sen häiritsevyyttä ei kuitenkaan voida AMR-mittareilla todeta, vaan pistemittauksia on edelleen tehtävä tarpeen mukaan liityntäpisteissä, joissa sähkön laadun epäillään poikkeavan noudatettavista laatuvaatimuksista. [33]

6.1 Pienjännitejakelun laatuvirheiden syyt

Sähkönjakelun laatuvirheiden syyt vaihtelevat verkon vioista ja ympäristötekijöistä asiakkaan omien laitteiden aiheuttamiin häiriöihin. Hyväkuntoisessa, mitoitukseltaan riittävässä ja jännitejäykkyydeltään vahvassa pienjänniteverkossa sähkönjakelun laadun häiriöitä koetaan yleensä vähemmän kuin huonokuntoisissa ja heikoissa verkoissa.

Sähkönjakelun hetkellinen katkeaminen aiheutuu usein automaattisten verkon-suojalaitteiden tai ylijännitesuojan toiminnasta keskijänniteverkossa. Pika- ja aikajälleenkytkennöillä (PJK ja AJK) saadaan selvitettyä itsestään poistuvat keskijänniteverkon viat, kuten salamaniskun aiheuttamat maasulut tai eläinten aiheuttamat oikosulut johdoilla tai muuntajilla. Pitkäkestoisempia käyttökeskeytyksiä aiheuttavat esimerkiksi huoltotyöt, sulakepalot ja erityisesti linjalle kaatuneet puut, jotka ovat yleisimpiä katkoon johtavia vian aiheuttajia pienjänniteverkossa. [34]

Usein sähkönlaatuongelmat ovat peräisin asiakkaan omasta tai samaan johtolähtöön liitetyn toisen asiakkaan laitteistoista tai asennuksista. Esimerkiksi suorakäynnisteisten oikosulkumoottoreiden käynnistysvirrat ovat suuria – tyypillisesti 4 - 8 kertaisia laitteen nimellisvirtaan nähden [33] ja etenkin heikossa verkossa ne aiheuttavat jännitekuoppia ja häiritseväksi koettua valonlähteiden välkyntää. Suuntaajatekniikkaa sisältävät laitteet puolestaan tuottavat verkkoon yliaaltoja, jotka voivat häiritä muiden elektronisten laitteiden toimintaa.

Voimassa olevien verkkopalveluehtojen mukaan verkkoon ei saa kytkeä laitteita, jotka aiheuttavat verkkohäiriöitä tai haittaa muille asiakkaille. Asiakkaan tulee myös ilmoittaa sähköyhtiölle aikomuksistaan asentaa suuria käynnistysvirtoja ottavia tai muita verkkohäiriöitä mahdollisesti aiheuttavia laitteita, ja jakeluverkkoyhtiöllä on puolestaan velvollisuus selvittää, voidaanko suunnitellut laitteet kytkeä verkkoon. [35] Ennakkoselvitystä vaativia laitteistoja ovat esimerkiksi sähkön pientuotantolaitteet, lämpöpumput, kompressorit ja taajuusmuuttajakäyttöiset koneet. Käytännössä tietoa asiakkaan asennuksista ei kuitenkaan aina verkkoyhtiöön saada. Verkkopalveluehtojen mukaan jakeluyhtiön on tällöin häiriöiden esiintyessä mahdollista rajoittaa

laitteiston käyttöä esimerkiksi sopimalla asiakkaan kanssa laitteiston käytön aikarajoituksista tai ääritapauksissa kieltää laitteiston käyttö kokonaan [35].

Verkon jännitejousto eli jännitetason vaihtelu kuorman vaihtelun mukana vaikuttaa oikosulku- tai käynnistysvirran aiheuttaman verkkohäiriön kuten jännitekuopan suuruuteen. Jännitejousto määritellään jännitteen muutoksena kuormituksen pätötehon P tai loistehon Q muutoksen suhteen ja sen yksikkö on % /VA. [10]

$$\begin{aligned} \frac{dU}{dP} &= \frac{R}{U_n^2} \cdot 100\% \\ \text{tai} \quad \frac{dU}{dQ} &= \frac{X}{U_n^2} \cdot 100\% \end{aligned} \quad (12)$$

Yhtälöissä R on syöttävän verkon kokonaisresistanssi, X syöttävän verkon kokonaisreaktanssi ja U_n verkon nimellisjännite. Verkon impedanssin kasvaessa esimerkiksi johdon pituuden tai liian pienen johdinpoikkipinnan takia jännitejousto siis kasvaa eli verkon jäykkyys pienenee. Samoin liittymispisteen oikosulkuvirran arvo pienenee.

Tampereen teknillisessä yliopistossa tehdyn, lämpöpumppujen ja muiden laitteiden aiheuttamia verkkohäiriötä arvioineen selvityksen mukaan laitteiden käynnistysvirran tehollisarvon ja liittymän laskennallisen oikosulkuvirran suhteella I_{rms}/I_k voidaan kuvata verkkohäiriön esiintymisen todennäköisyyttä. Suhdeluvun ollessa 12 – 20 % oli välkynnän häiritsevyysindeksi standardin raja-arvon lähellä tai ylitti sen. Laitteistojen erilaisten ominaisuuksien vuoksi yleispäteviä vaatimuksia ei voida selvityksen mukaan määritellä, mutta liittymät voidaan karkeasti luokitella niiden oikosulkuvirtojen I_k ja välkyntäongelmien todennäköisyyden perusteella: [33]

$I_k < 250 \text{ A}$	Välkyntäongelmat mahdollisia pienehköilläkin pumpuilla, todennäköisiä suurilla.
$250 \text{ A} \leq I_k < 350 \text{ A}$	Yksittäisten pumppujen aiheuttamat ongelmat epätodennäköisiä. Useamman, samaan haarautumiskohtaan liitetyn pumpun aiheuttamat ongelmat mahdollisia.
$I_k > 350 \text{ A}$	Välkyntäongelmat epätodennäköisiä (mutta mahdollisia)

Taulukkoon 3 on koottu yleisimpiä pienjännitejakelun laatuvirheitä, niiden mahdollisia aiheuttajia sekä virheen rajoittamisen keinoja.

Taulukko 3. Pienjännitejakelun laatuvirheet [10][33][36]

Laatuvirhe	Määritelmä	Mahdollisia aiheuttajia	Keinoja virheen rajoittamiseen pienjänniteverkossa
Lyhyt käyt- tökeskeytys	Liittämispisteen jännite < 5 % nimellisjännitteestä, alle 3 min	Verkon suojalaitteiden ja katkaisijoiden toiminta vianselvitystilanteissa (pikajälleenkytkennät, aikajälleenkytkennät)	Maakaapelointi, johtokatujen raivaus, eläinsuojat muuntamoilla
Pitkä käyttö- keskeytys	Liittämispisteen jännite < 5 % nimellisjännitteestä, yli 3 min	Verkon huoltotyöt, johdolle kaatuneet puut, muuntajaviat	Hyvä kunnossapitosuunnittelu, maakaapelointi, ilmajohtojen sijoittelu, kasvillisuuden raivaus
Jännite- kuoppa	Jakelujännitteen tilapäisen aleneminen alle 90 %:iin nimellisjännitteestä	Hetkellinen vika muualla verkossa, esim. oikosulku, sähkömoottorien, kuten lämpöpumppujen tai induktivisten kuormien kytkeminen verkkoon	Laitteiden käynnistysvirtojen rajoittaminen teknisesti tai laitevalinnoilla, vikojen nopea poiskytkentä, verkon vahvistaminen
Välkyntä	Nopeista jännitetason muutoksista aiheutuvat valaisimien pintakirkkauden toistuva ja häiritsevä vaihtelu	Hetkellinen vika muualla verkossa, esim. oikosulku, sähkömoottorien, kuten lämpöpumppujen tai induktivisten kuormien kytkeminen verkkoon, suuret, nopeasti vaihtelevat kuormat	Laitteiden käynnistysvirtojen rajoittaminen teknisesti tai laitevalinnoilla, verkon vahvistaminen
Pitkäaikai- nen alijänni- te	Kuormituksen aiheuttama pitkäaikainen jännitteen lasku alle 90 %:iin nimellisjännitteestä liittämispisteessä	Alimitoitettu verkko, liittymän liian suuri etäisyys syöttävältä muuntajalta, muuntajan virheellinen käämikytkimen asento, suuret kapasitiiviset tai induktiiviset kuormat	Verkon vahvistaminen, muuntamon rakentaminen lähemmäs liittymää tai muuntopiirien uudelleenjakoa, jännitteen säätö muuntajalla, jännitteennosto-muuntajan asentaminen, loistehon kompensointi
Käyttötaa- juinen yli- jännite	Jännitteen pitkäaikainen nousu yli 10 % nimellisarvosta	Jakeluverkon vika, kuten maasulku tai pj-johdon nollajohtimen katkeaminen, asiakkaan laitteiston kytkentävirhe	Vian mahdollisimman nopea korjaus. Erityisesti nollaviat aiheuttavat vakavaa vaaraa pj-verkossa.
Transientti- ylijännite	Hyvin nopea, kestoltaan enintään muutamien millisekuntien mittainen ylijännitepiikki	Verkossa tehdyt kytkentätoimenpiteet, salamaniskut	Ylijännitesuojien asentaminen muuntamoille ja verkkoon
Jännitteen epäsymmet- ria	Vaiheiden väliset jännite-erot	Suuret yksivaiheiset kuormat, kuormitusten epätasainen jakaantuminen	Kuormitusten jakaminen tasaisesti vaiheiden kesken
Harmoniset yliaallot	Jakelujännitteen perusaallon monikerrat, jotka tuottavat siniaaltoonsäröä	Epälineaariset kuormat, kuten suuntaajat, hakkuriteholähteet ja purkausvalaisimet, yliaaltoja vahvistavat verkon resonanssit	Yliaaltosuodattimet epälineaarisissa kuormissa, tekniset ratkaisut moottoreissa
Taajuus- poikkeamat	Jakelujännitteen taajuuden poikkeama nimellistaajuudesta 50 Hz	Yli- tai alikuormitustilanne siirtoverkossa, hajautetun tuotannon saarekekäytön hallinnan ongelmat	Aktiivisen tehonhallinnan kehittäminen hajautetun tuotannon lisääntyessä

6.2 Sähkön laatukriteerit ja toimitusvarmuus

Standardissa SFS-EN 50160 määritellään sallitut arvot muun muassa jakelujännitteen tasolle, nopeille jännitetason muutoksille eli välkynnälle, lyhyille ja pitkille keskeytyksille sekä harmonisille yliaalloille asiakkaan liittymispisteessä normaalissa käyttötilanteessa. [36] Standardin määrittelyjä käytetään Sähkömarkkinalaissa kriteerinä virheettömälle sähkötoimitukselle [23].

Standardin vaatimukset ovat kuitenkin melko väljät – esimerkiksi jännitetason vaihtelun 10 minuutin keskiarvoille on sallittu ± 10 % vaihteluväli vaihejännitteen nimellisarvosta. 95 % viikon aikana mitatuista 10 minuutin keskiarvoista tulee pysyä näiden rajojen sisällä, mutta suurempia ylityksiä ja alituksia sallitaan hetkellisesti ja poikkeavissa käyttöolosuhteissa, kuten tilapäisissä sähkönsyöttötilanteissa ja voimakkaiden sääilmiöiden aikana. [36]

Jännitekuopille ei standardissa ole annettu raja-arvoja, vaan ainoastaan määrittely; jännitekuopalla tarkoitetaan jännitteen nopeaa alenemista 1-90 %:iin nimellisjännitteestä ja palautumista nopeasti tämän jälkeen. Tarkkoja raja-arvoja ei myöskään ole määritelty lyhyille tai pitkille keskeytyksille, eikä ylijännitteille. [36]

Sähköalalla on tehty omia, standardia tiukempia sähkönlaatusuosituksia verkon suunnittelun avuksi. Esimerkiksi Sener ry:n (nykyisin Energiateollisuus ry) julkaisussa ”Jakeluverkon sähkön laadun arviointi”, sähkön laadun tekijöille määritellään ”korkean laadun” ja ”normaalilaadun” kriteerit, jotka molemmat ovat standardin minimivaatimuksia tiukemmat. Julkaisun mukaan standardin vaatimuksilla täytetään verkkopalvelu- ja sähkötoimitusehdoissa vaaditut laatukriteerit, normaalilaadun kriteereitä voidaan käyttää yleisesti suunnittelun ohjenuorina ja korkeasta laadusta voidaan tarvittaessa sopia tapauskohtaisesti asiakkaan kanssa. [10] [16] [37]

Toimitusvarmuuteen eli sähkönjakelun keskeytysten määrään ja pituuteen ei standardi eikä Sener ry:n ohjeistus ota kantaa. Vuonna 2013 voimaan tullut uudistettu Sähkömarkkinalaki (588/2013) sen sijaan määrittelee sähkönjakeluverkon käyttövarmuudelle vähimmäistason ja keskeytyksille maksimikestot erityyppisillä alueilla; myrskyn tai lumikuorman aiheuttama keskeytys saa kestää asemakaava-alueella enintään 6 tuntia ja muilla alueilla enintään 36 tuntia. Näiden säävarmuusvaatimusten täyttämiseen on jakeluverkkoyhtiöille annettu 15 vuoden siirtymäaika ja välitavoitteet siten, että vuoden 2019 loppuun mennessä muista kuin vapaa-ajanasukkaista vähintään puolet on oltava laatuvaatimukset täyttävän verkon piirissä. Poikkeuksia laissa sallitaan etäällä muista liittymistä sijaitseville pienille asiakkaille ja saaristoalueille.

Virheellisestä sähkötoimituksesta on laissa säädetty asiakkaalle oikeus verkkopalvelumaksun hinnanalennukseen, joka suurenee keskeytyksen pituuden myötä. 12 - 24 tunnin keskeytyksen vakiokorvaus on 10 % osuus asiakkaan vuotuisesta verkkopalvelumaksusta ja 288 tunnin ylittävästä keskeytyksestä korvaus on 200 % verkkopalvelumaksusta tai maksimissaan 2000 €. [23] Taulukossa 4 on esitetty vakiokorvauksen suuruus suhteessa katkon pituuteen.

Taulukko 4. Sähkömarkkinalain mukaiset vakiokorvaukset katkon pituuden mukaan. [23]

Katkon kesto	Korvauksen osuus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
12 - 24 tuntia	10 %
24 - 72 tuntia	25 %
72 - 120 tuntia	50 %
120 - 192 tuntia	100 %
192 - 288 tuntia	150 %
yli 288 tuntia	200 %

Maksimikorvaus yhdestä katkosta	200 % tai 1 000 €
Maksimikorvaus kalenterivuoden aikana	200 % tai 2 000 €

Etenkin haja-asutusalueilla toimivien sähköjakeluyhtiöiden näkemysten mukaan Sähkömarkkinalain säävarmuusvaatimukset ja niiden toteutusaikataulu ovat kohtuuttoman tiukat ja tulevat nostamaan asiakkaiden sähkönsiirtomaksuja liikaa. Alan edunvalvontajärjestö Energiateollisuus ry onkin esittänyt Työ- ja elinkeinoministeriölle erilaisia keinoja yhtiöiden taloudellisen taakan keventämiseksi, kuten siirtymäaikojen pidentämistä ja poikkeusten laajentamista koskemaan useampia asiakasryhmiä. [38]

7 Verkko-omaisuuden hallinta

Käsitteenä ”verkko-omaisuuden hallinta” kattaa kaikkiin verkostomaisiin järjestelmiin liittyvät investointien, elinkaaren aikaisen käytön, suorituskyvyn ja kunnossapidon, riskien ja korvausinvestointien hallinnan periaatteet ja toimintatavat. [39][10] Omaisuudenhallinnan ongelmat ja teoreettinen tausta ovatkin monelta osin yhteisiä kaikelle verkostomaiselle infrastruktuurille, kuten tie- ja rautatie-, vesi-, kaukolämpö- ja sähköverkoille. [40]

Monille perinteisen infrastruktuurin aloille on myös yhteistä rakenteiden ikääntyminen samaan aikaan kun niiden suorituskyvylle asetetaan yhä korkeampia odotuksia. Yleisestä taloustilanteesta sekä omistusrakenteen ja liiketoimintaympäristön muutoksista johtuen investointeihin ja ylläpitoon käytetylle rahalle haetaan aiempaa parempaa vastinetta. Viranomaisregulaatio edellyttääkin monissa maissa, myös Suomessa, tehokkaiden ja järjestelmällisten investointi- ja ylläpitosuunnitelmien olemassaoloa ja samaan aikaan tiettyä palvelun tasoa. Onkin ollut tarpeen kehittää omaisuudenhallinnan menetelmiä, joissa voidaan hyödyntää tietotekniikan kehittymisen tuomia mahdollisuuksia ja verkostosta kerättävää tietoa päätöksenteon apuna. [40]

Omaisuudenhallinnan perimmäiset kysymykset ovat investointien kannattavuus sekä se, milloin on kustannustehokkainta korjata ja kunnostaa olemassa olevaa ja milloin on korvausinvestoinnin aika. Näihin kysymyksiin vastaamiseen tarvitaan tietoa verkoston nykytilasta, jotta sen suorituskykyä ja komponenttien jäljellä olevaa käyttöikää voidaan arvioida, sekä suunnitelmallista päätöksentekoa tämän informaation pohjalta. Verkon nykytilan lisäksi on myös tunnettava asiakkaiden, omistajatahojen ja viranomaisten nykyiset ja mahdollisesti tulevatkin vaatimukset verkon suorituskyvylle ja hyväksyttävän riskin tasolle. Tältä pohjalta voidaan lopulta arvioida vaihtoehtoisten investointiprojektien kustannus-hyötysuhdetta.

Seuraavassa selvitetään verkon kehittämiseen ja verkon kuntoon vaikuttavia tekijöitä.

7.1 Verkon kehittäminen

Sähkömarkkinalain 19§:n mukaan *”Verkonhaltijan tulee riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoon sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti.”* Verkonhaltijalla on lain mukaan myös velvollisuus liittää asiakkaan pyynnöstä verkkoonsa alueellaan sijaitseva sähkönkäyttöpaikka. [23] Lain toteutumista valvovan Energiaviraston regulaatiomallissa kannustetaan jakeluverkkoyhtiöitä verkon kehittämiseen sitomalla verkko-omaisuuden kohtuullinen tuotto verkon uus- ja korvausinvestointeihin sekä asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen.

Sähkömarkkinalain mukaisten säävarmuusvaatimusten toteutuksen valvontaa varten jakeluverkonhaltijoilta vaaditaan vuodesta 2014 alkaen myös kahden vuoden välein päivitettävä kehittämissuunnitelma, jossa esitetään suunnitellut luotettavuuteen ja käyttövarmuuden parantamiseen tähtäävät toimenpiteet. [23] Sähkömarkkinalaissa vaaditun toimitusvarmuuden kasvattamisen toteutustavat on jätetty jakeluverkkoyhtiöiden päätäntävaltaan. Keinovalikoimaan kuuluvat esimerkiksi keski- ja pienjänniteilmajohtojen maakaapelointi tai siirtäminen metsistä tienvarsiin, johtokattujen leventäminen ja raivausten tehostaminen, varayhteyksien rakentaminen ja verkostoautomaation lisääminen.

Jakeluverkon pitkän aikavälin kehittämissuunnittelun työkalu on tavoiteverkko, jonka avulla pyritään määrittämään verkon tavoitetilä esimerkiksi 25 vuoden päästä ja kuvataan, millaisilla toimenpiteillä ja investoinneilla tavoitteeseen päästään. [10] Koska suunnittelun aikaväli on pitkä, on suunnittelun reagoitava toimintaympäristön ja ennusteiden muutoksiin ja muokattava myös pitkän tähtäimen suunnitelmia niiden mukaisesti. Tavoiteverkosta voidaan myös tehdä useita versioita perustuen erilaisiin skenaarioihin muun muassa sähkön käytön ja väestömäärän kehityskuluista.

Lyhyen aikavälin suunnittelussa puolestaan keskitytään lähikuukausien tai vuosien konkreettisiin investointiprojekteihin ja niiden toteutustapoihin.

Jakeluverkkosuunnittelun taloudelliset tavoitteet voidaan esittää kaavalla, jossa pyritään minimoimaan eri verkostokustannustyyppien nykyarvojen summaa tarkasteltavalla aikavälillä, sähkötekni- ja turvallisuus- ja käyttövarmuusreunaehtojen puitteissa. [10]

$$\begin{aligned} \min \int_0^T ((K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)) dt \\ = \min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)] \end{aligned} \quad (13)$$

$K_{inv}(t)$ = investointikustannukset vuonna t
 $K_{häv}(t)$ = häviökustannukset vuonna t
 $K_{kesk}(t)$ = keskeytyskustannukset vuonna t
 $K_{kun}(t)$ = kunnossapitokustannukset vuonna t
 T = tarkastelujakson pituus

7.2 Verkon kunnossapito

Sähköverkon kunnossapito on yksi verkko-omaisuuden riskienhallinnan työkaluista ja sen tarkoituksena on säilyttää olemassa oleva verkko toiminnaltaan riittävän luotettavana ja turvallisena käyttää sekä mahdollisuuksien mukaan pidentää verkon komponenttien käyttöikä. Myös sähköturvallisuuslaki edellyttää sähköverkonhaltijalta sähköturvallisuutta ylläpitävää kunnossapitosuunnitelmaa ja viiden vuoden välein tehtäviä määräaikaistarkastuksia laitteiston kunnon ja turvallisuuden tarkkailemiseksi. [41] [42]

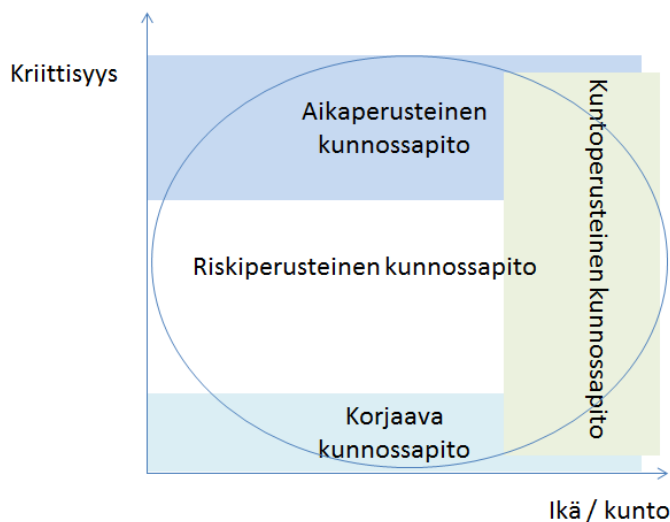
Kunnossapidon strategiat voidaan jakaa lähestymistapansa perusteella korjaavaan ja ennakkoivaan kunnossapitoon.

Korjaava kunnossapito on yksinkertaisin kunnossapidon muoto; huoltotoimenpiteitä suoritetaan laitteille vain vian ilmetessä. Kun laitteiston suunniteltu käyttöikä tulee täyteen tai vikataajuus kasvaa, yksittäinen laite tai koko laitteisto uusitaan. Tällainen lähestymistapa saattaa olla toimiva silloin, kun vian aiheuttamat vahingot eivät todennäköisesti ole taloudellisesti suuria tai turvallisuusmielessä merkittäviä.

Ennakoivalla kunnossapidolla puolestaan pyritään vähentämään vikataajuutta, ja sen muotoja ovat aikaperusteinen ja kuntoperusteinen kunnossapito. Aikaperusteisessa kunnossapidossa laitteistolle suoritetaan huoltotoimenpiteitä valmistajan tai laitteiston haltijan näkemyksen mukaisen huoltoaikataulun mukaisesti. Tämä kunnossapidon muoto on perinteisesti ollut se tapa, jolla sähkölaitokset ovat pitäneet laitteistonsa toimintakuntoisina. Kuitenkin kustannustehokkuusvaatimukset ja tarve piden-

tää laitteiden käyttöikää ovat ohjanneet hakemaan kunnossapitostrategioita, joilla rajalliset resurssit pystytään kohdentamaan tarkemmin huollon tarpeessa oleviin laitteisiin. Tällainen lähestymistapa on laitteiston kuntoon perustuva kunnossapito; määrajoin tehtävien kuntotarkastusten perusteella huolto- ja korjaustoimenpiteet kohdistetaan niille laitteille, joiden kunnan havaitaan alittavan jonkin ennalta määritellyn tason. Tarkastuksista saatavan kuntotiedon lisäksi laitteiden vanhenemisprosesseja ja niihin liittyviä epävarmuustekijöitä voidaan mallintaa matemaattisesti, etenkin jos käytettävissä on luotettavia, komponentti- ja mallikohtaisia vikatilastoja. [40][43]

Riskiperusteiseen kunnossapitoon päästään, kun tiedostetaan eri verkonosien ja komponenttien kriittisyys koko systeemin luotettavuuden kannalta ja sovelletaan kuhunkin kriittisyysluokkaan sille sopivinta kunnossapitostrategiaa tai niiden yhdistelmää. Laitteiden kriittisyyttä voidaan arvioida empiirisesti tai matemaattisesti vikaantumistapoja, vikataajuuksia ja vikojen vaikutuksia analysoimalla. Nämä menetelmät ovat yleisesti käytössä kantaverkkotasolla ja niillä pyritään optimoimaan laitteiston käyttövarmuutta ja kunnossapitokuluja sekä seuraamaan kunnossapitotoimien vaikuttavuutta järjestelmän käyttövarmuuteen. [9] Jakeluverkkotasolla menetelmiä on otettu käyttöön lähinnä kriittisimpien komponenttien kunnossapidossa. [43]



Kuva 5. Kunnossapitostrategiat

Sähkönjakeluverkoissa keskeytyskriittisimpiä laitteita ovat 110 kV:n jännitetason laitteet kuten päämuuntajat, katkaisijat ja erottimet. Useimmiten näitä laitteita huolletaan huolto-ohjelman mukaisesti ja lisäksi niiden toiminta ja kunto tarkastetaan säännöllisin väliajoin sekä silmämääräisesti että mittauksin. Tärkeimpien verkon osien, kuten keskijännitejohtolähtöjen toimintaa voidaan valvoa myös jatkuvasti ja reaaliaikaisesti automatisoidun valvontajärjestelmän avulla.

Toisessa ääripäässä keskeytyskriittisyyden kannalta ovat pienjännitejohtolähdöt, joilla on pieni kuormitus ja vain vähän asiakkaita. Pienjänniteverkko on rakenteeltaan yksinkertainen ja suhteellisen käyttövarma; vikakeskeytyksen pj-verkossa aiheuttaa tyypillisesti johdon ylikuormitussuojana toimivan sulakkeen palaminen asiakkaan pääkeskuksessa tai syöttävässä verkossa, tai puun kaatuminen ilmajohdon päälle [34]. Koska pienjänniteverkossa esiintyy vain harvoin katkoja aiheuttavia vikoja ja keskeytyksen aiheuttama haitta on pieni verrattuna keskijänniteverkkoon, jossa tapahtuu 80 - 90 % asiakkaan kokemuksiin keskeytyksiin johtavista vioista [44], niihin sovelletaan useimmiten kuntoperusteista tai jopa korjaavaa kunnossapitostrategiaa; kuntotarkastuksessa tai käyttötoimenpiteiden yhteydessä havaitut turvallisuuspuutteet korjataan

välittömästi, mutta muuten huoltotoimenpiteet pidetään minimissä. Vanhenevan ilmajohtoverkon suunnitelmallinen ylläpito ja saneeraaminen edellyttävät myös ennakkoivaa lähestymistapaa, koska huonokuntoista verkon uusimisurakka on budjettisyydestä pystyttävä jakamaan pidemmälle aikavälille.

Määräaikaistarkastuksissa kerättävää, varsin kattavaa kuntotietoa kannattaakin hyödyntää verkon jäljellä olevan käyttöiän ja korvausinvestoinnin ajankohdan arvioimisessa.

7.3 Pj-kuntotarkastukset ESU:n verkossa

ESU:n jakeluverkko on jaettu viiteen kunnossapitoalueeseen, joiden keski- ja pienjänniteverkoille suoritetaan määräaikaistarkastukset vuorovuosina. Tarkastuksen yhteydessä kerätään verkkotietojärjestelmään komponenteille ennalta määritellyt kuntotiedot, jotka sisältävät tarkat kuvaukset mahdollisista vioista ja puutteista, sekä arvion niiden korjauksen kiireellisyydestä neliportaisella asteikolla (ei toimenpiteitä, erityistarkkailuun, huollettava, korjattava). Tarkastuksessa havaituista, suoranaista vaaraa tai lisävahinkoja aiheuttavista vioista ilmoitetaan välittömästi Keravan Energian verkonhallintayksikköön, ja ne korjataan viipymättä. Muut vikatiedot tallennetaan tarkastustyön valmistuttua verkkotietojärjestelmään, josta ne ovat haettavissa ja analysoitavissa korjaustöiden priorisointia ja aikataulutusta varten. Trimble NIS:ssä kuntotietoja voi tarkastella vikalistoina, teksti- tai taulukkomuotoisina raportteina tai visuaalisesti teemakarttojen avulla.

Pienjänniteverkko tarkastetaan kulkemalla ilmajohto-osuudet läpi ja havainnoiden tarkastuskohteiden kunto silmämääräisesti. Jokaisesta pylvästä kirjataan sen ikätiedot kyllästysvuosinaulan tai arvion perusteella, mekaaninen kunto, suoruuks, upotussyvyys, harustukset, johtimien kiinnitykset ja mahdollisten maadoitusjohtimien kunto. Vanhemmille, yleensä yli 30 vuoden ikäisille pylväille suoritetaan lisäksi laho-tarkastus. Mahdollinen onttoisuus todetaan koputtamalla ja pintalahon määrä millimetreinä tutkitaan piikkikokeella hiukan maarajan alapuolelta, missä laho etenee nopeimmin. Pylväälle määritellään terve tyvihalkaisija Verkostosuositus RJ 33:09 mukaisesti, sekä sen ja pylvään pituuden perusteella laholuokka asteikolla 0-3, jossa 0 tarkoittaa uutta tai täysin tervettä pylvästä, 1 alkavaa lahoa, 2 ympäri lahonnutta pylvästä ja 3 pahoin lahonnutta pylvästä. [45] Luokan 2 ja 3 pylväät muodostavat työturvallisuusriskin asentajille ja ne merkitään keltaisilla varoitusnauhoilla. Luokan 2 pylväseen kiinnitetään yksi varoitusnauha ja siihen voi kiivetä vain riittävän lisätuennan jälkeen. Luokan 3 pylväseen kiinnitetään kaksi varoitusnauhaa, mikä tarkoittaa, että asennustyöt on suoritettava henkilönostimen avulla, eikä pylväseen saa kiivetä. [44] Tiedot olemassa olevista ja asennetuista lahonauhoista kirjataan verkkotietojärjestelmään.

Pj-ilmajohtojen tarkastuslista sisältää havainnot riittävistä etäisyyksistä maahan, ympäröiviin rakenteisiin ja kasvillisuuteen sekä mahdollisista vierasesineistä johdoilla.

Kuvassa 6 on esitetty näkymä yksittäisen pylvään kuntotiedoista Trimble NIS:ssä.

Sj-pj-uv-pylväs, 650 - Pj-pylväs

Vleiestiedot Orsi Sijainti Vapaat attribuutit Vapaat attribuutit -lista Liitteet Huomautus Kunnossapitotiedot + Mittauserä

Kohde
Kiireellisyys Korjattava Huomautus

Havainnot

Liite	Päiväys	Havainto	Arvo	Kiireellisyys	Huom
60	23.05.2014	Koukkujen kiinnitys	Viallinen	Korjattava	
60	23.05.2014	Pylväshattu	Puuttuu	Eriyistarkkailuun	
60	23.05.2014	Tikankoloja	Ei	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	0-johdon pituus haaroituspylväällä	Kunnossa / Ei kuulu rakenteeseen	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Liitinkotelo AMKA	Kunnossa / Ei kuulu rakenteeseen	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Pj-yljännitesuoja	Ei	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Yhteiskäyttömerkinnät	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Taipuma	Ei taipunut	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Suoruus	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Perustus ja tuenta	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Kaapelin alastulon suojaus	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoitusjohdin	Ei	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoitusjohtimien kunto	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoitusjohdinliitokset	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoituselektrodi	Ei	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoituselektrodin kunto	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoitusuoja	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Maadoitusjohtimien poikkipinta	-	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Lahotarkastus tehty	Kyllä	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Lahon määrä (uusi)	20...40 mm	Huollettava	
60	23.05.2014	Kiipeämiskieltonauha	Asennettu 1 nauha	Huollettava	
60	23.05.2014	Harusvaijeri	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Haruksen eristin, pj	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	
60	23.05.2014	Harusmerkit	Kunnossa	Ei toimenpiteitä	

Lisää... Muuta... Poista Näytä vain viat

Toimenpiteet

Liite	Määräpäivä	Päiväys	Toimenpide	Tila	Tekijä
-------	------------	---------	------------	------	--------

Kuva 6. Esimerkki pj-pylvään kuntohavainnoista Trimble NIS -verkkotietojärjestelmässä.

7.4 Ikääntyneen pj-verkon viat

Pj-johdon ja pylväiden teknistaloudelliseksi pitoajaksi lasketaan Etelä-Suomen Energiassa 35 vuotta, jonka jälkeen niiden laskennallinen rahallinen arvo on nolla. Pylväiden todellinen tekninen käyttöikä on useimmiten kuitenkin paljon pidempi, kreosoottikylästeisillä pylväillä keskimäärin 40 - 55 vuotta ja CCA-pylväillä keskimäärin 35 - 50 vuotta [45]. ESU:n verkossa vanhimmat täysin käyttökunnossa olevat pylväät on asennettu 50-luvulla.

Pj-verkon jäljellä olevan käyttöiän määrittää yleensä puupylväiden kunto. Johtimia vaihdetaan vanhoihin pylväisiin lähinnä kuormituksen kasvun takia. Pylväiden kunto huononee ajan mittaan muun muassa lahon, mekaanisten vaurioiden tai perustusten nousemisen vuoksi. Yksittäiset huonokuntoiset pylväät eivät useinkaan aiheuta kat-

koon johtavia vikoja, vaan ne ovat ensisijaisesti riski niiden kanssa työskenteleville asentajille. Harustusten ja johdinten pylväaseen kohdistamat voimat tukevat yksittäisiä huonoja pylviäitä, mutta useampi peräkkäinen huonokuntoinen pylväs heikentää linjan mekaanista kestävyyttä, jolloin esimerkiksi kaatuvat puut saattavat aiheuttaa erityisen pahoja vahinkoja. Asennustöissä huonokuntoisten pylväiden aiheuttamat vaaratilanteet syntyvät usein vanhojen linjojen purku- ja muutostöiden yhteydessä, kun pylväisiin kiivetään tai pylväsrakennetta tukevia johtimia ja harustuksia irrotetaan.

Lahon etenemisnopeus pylväässä on yksilöllistä ja riippuu muun muassa kyllästävyydestä, asennusympäristöstä, maaperän laadusta, perustusten toteutuksesta ja ilmasto-olosuhteista. Tämän takia yksittäisen pylvään lahoamisen tarkka ennustaminen tai mallintaminen ei ole mahdollista. Lahottajasienet tarvitsevat toimiakseen riittävän korkean lämpötilan, kosteutta ja hapetta. Olosuhteet ovatkin lahottajasienille parhaat pylvään juuressa hiukan maarajan alapuolella. [45] Lahon etenemisnopeus pylväässä ei ole vakio, vaan se kiihtyy kun lahottajasieni on edennyt pylvään parhaiten kyllästyneen pintakerroksen läpi.

Pylväiden latvat suojataan yleensä metallisella pylväshatulla latvan lahoamisen hidastamiseksi. Pylväshatun puuttuminen ja mahdolliset tikankolot nopeuttavat latvalahon etenemistä, mikä saattaa lopulta johtaa johdon kannatuskoukkujen kiinnityksen pettämiseen. Lahonneille tai taipuneille pylväille ainoa korjauskeino on pylvään vaihto. Sen sijaan roudan nostamat tai kallistamat, muuten käyttökelpoiset pylvää on mahdollista asentaa uudestaan tai suoristaa. Uudelleenupotetun pylvään käyttöikä jää tosin tavanomaista lyhyemmäksi, koska kyllästysainetta on huuhtoutunut pois maarajan yläpuolisesta osasta, ja joutuessaan maanrajan alapuolelle se lahoaa nopeasti [45].

Johtimien etäisyydet maasta ja ympäröivistä rakenteista saattavat esimerkiksi rakennus- ja maansiirtotöiden tai johdinten lisäämisen vuoksi muodostua ajan mittaan pienemmiksi kuin niiltä vaadittu minimietäisyys. Etäisyyksien korjaaminen riittäviksi vaatii usein pylvään vaihtamisen pidemmäksi. Etäisyydet puista ja kasvillisuudesta pidetään yleensä kunnossa säännöllisillä raivauskierroksilla, jotka voidaan suorittaa aikaperusteisesti tai tarpeen mukaan. Koska suuri osa pj-verkon vikakeskeytyksistä aiheutuu juuri johtimen päälle kaatuneista puista, ovat ennaltaehkäisevät raivaukset yksi tärkeimmistä pj-verkon kunnossapidon menetelmistä.

Muita ikääntyvässä pienjänniteilmajohtoverkossa yleisimmin esiintyviä, useimmiten korjattavissa olevia puutteita ovat harustusten tai kalliorautojen kiinnitysten viat, maadoitusjohtimien tai -elektrodien viat, maadoitusjohtimien suojausten vaurioituminen ja yhteiskäyttömerkintöjen puuttuminen.

7.5 Pj-verkon saneerausvaihtoehdot

Jos pj-verkon osa todetaan sähköisiltä ominaisuuksiltaan riittämättömäksi tai sen kunto riittävän huonoksi, on päätettävä, millä keinoin se voidaan saattaa nykymääräysten mukaiseksi ja mikä vaihtoehtoista on taloudellisesti kannattavin. Verkon vahvistamisen vaihtoehdot ovat yleensä muuntopiirien jakorajojen tarkistaminen, ilmajohdon vahvistaminen johtimen vaihdolla tai lisäyksellä tai kaapelointisaneeraus.

Muuntopiirien jakorajoja muuttamalla voidaan joissain tapauksissa siirtää ras- kaasti kuormitettujen johtolähtöjen asiakkaita viereiselle, vähemmän kuormitetulle muuntamolle. Toinen vaihtoehto muuntopiirijaolle on uuden muuntamon rakentaminen, jolloin johtolähtöjen pituudet lyhenevät ja jäljelle jäävä vanhakin verkko täyttää vaatimukset. Tämä vaihtoehto vaatii myös uuden, muuntamoa syöttävän kj-johtohaaran rakentamista, mikä kasvattaa kustannuksia [47].

Pelkkä pienjänniteilmajohdon vaihtaminen tai johdon lisääminen olemassa oleviin pylväisiin puolestaan edellyttää pylvältä hyvää kuntoa. Ilmajohtolinjan nykykäyttöarvo lasketaan pylväiden iän perusteella, joten jos pylväävät ovat teknistaloudellisen käyttökänsä loppupuolella, on yleensä kannattavinta vaihtaa ne uusiin. Tällöin saneeraus kasvattaa verkkoon sitoutuneen pääoman määrää ja verkkoyhtiön kohtuulliseksi katsottavaa tuottoa. Ilmajohtosaneeraus muuttuu erityisen kannattavaksi, jos vanha AMKA-johto voidaan jättää käyttöön, koska myös vanhaa johtoa sisältävän ilmajohtolinjan nykykäyttöarvo lasketaan pelkkien pylväiden ikätietojen perusteella. [47] [48]

Maakaapelointi on asemakaava-alueella ainoa vaihtoehto ja haja-asutusalueella suositeltavaa myrskyvaurioille alttiilla paikoilla. Maakaapelointi ei kuitenkaan aina ole mahdollista, jos alue on kallioista tai esimerkiksi kaivulupia ei saada. Vaikka pj-johtojen maakaapelointi lyhentääkin suurhäiriötilanteissa korjaustöiden ja keskeytysten kestoajkoja huomattavasti, vikaantumisalttius ei välttämättä pienene paljoakaan. Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n selvityksestä vuodelta 2008 käy ilmi, että erityisesti varomaton maankaivuu lisää pj-vikoja niin paljon, että ero AMKA-johtoihin kutistuu alle yhteen vikaan 100 kilometriä kohden (taulukko 5.) [49]. Lisäksi yksittäisen vian sattuessa maakaapeliverkossa, sen paikallistaminen ja korjaaminen on usein huomattavasti hitaampaa kuin ilmajohtoverkossa.

Taulukko 5. Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n keskimääräisiä pj-verkon vikataajuuksia. [49]

Johtotyyppi	vikoja /100 km, kpl vuodessa
AMKA	4,5
Avojohto	20,4
Maakaapeli	3,6
Maakaapeli ilman kaivuvikoja	2,2

Säävarman verkon rakentamisen kannalta ilmajohtoa pidetäänkin Keravan Energia -yhtiöissä edelleen käyttökelpoisena vaihtoehtona etenkin pelloilla ja tienvarsissa, joissa myrskyvaurioiden riski katsotaan vähäiseksi.

7.6 Energiaviraston regulaatiomalli

Jakeluverkkotoiminta on Suomessa luvanvaraista ja tiukasti valvottua liiketoimintaa. Viranomaissäätelyllä on suora yhteys verkkoyhtiöiden tulonmuodostukseen ja investointien kannattavuuteen. Näin ollen myös verkkoyhtiöiden saneeraus- ja kunnossapitostrategiat ovat vahvasti sidoksissa kulloinkin voimassa olevaan regulaatiomalliin.

Energiavirasto (EV, aikaisemmin Energiamarkkinavirasto) on verkonhaltijoiden toimilupia hallinnoiva ja sähköverkkoliiketoiminnan lainmukaisuutta valvova viranomaistaho. Sähkömarkkinalain mukaan Energiavirasto päättää menetelmistä, joilla verkonhaltijoiden toiminnasta syntyvän tuoton ja siten asiakkailta perittävien maksujen kohtuullisuutta valvotaan [23]. Näillä menetelmillä eli jakeluverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton valvontamallilla ja siihen rakennetuilla kannustimilla pyritään ohjaamaan verkkoyhtiöitä toiminnan tehostamiseen ja aktiiviseen verkon kehittämiseen. Sähkömarkkinalain mukaisesti sitomalla verkkoon sitoutunut pääoma ja verkkoinvestoinnit sallittuun, kohtuulliseksi katsottuun tuottotasoon [48].

Valvontamalli on voimassa neljä vuotta kerrallaan ja sen perusteella EV laskee vuosittain verkkoyhtiökohtaisesti kunakin vuonna yhtiölle sallittavan kohtuullisen tuoton suuruuden. Toteutuneen tuoton ylittäessä kohtuulliseksi katsotun tuoton nelivuotiskauden aikana, voidaan verkkoyhtiö velvoittaa laskemaan siirtotariffejaan. Mahdollisen alituoton yhtiö voi puolestaan kattaa nostamalla tariffeja seuraavan valvontajakson aikana [48].

Voimassa olevassa mallissa yhtiön taseesta lasketaan aluksi verkkoliiketoiminnan kohtuullinen tuotto liiketoimintaan sitoutuneen pääoman ja WACC-kertoimen (Weighted Average Cost of Capital) avulla. WACC, eli pääoman painotettu keskekustannusmalli on yleisesti käytössä oleva yrityksen oman ja vieraan pääoman kustannusten arvioimismenetelmä, joka huomioi oman ja vieraan pääoman tuotto-odotukset ja riskit sekä yhtiön rahoitusrakenteen, eli velan ja oman pääoman suhteen [48]. Verkkoon sitoutunut pääoma – tässä mallissa verkon nykykäyttöarvo – puolestaan saadaan verkkokomponenttien lukumäärien, jälleenhankinta-arvojen sekä pitoaika- ja keski-ikä tietojen avulla. Näin laskettua kohtuullista tuottoa verrataan yhtiön oikaistusta tuloksesta kannustinvähennysten jälkeen saatavaan toteutuneen tuoton arvoon.

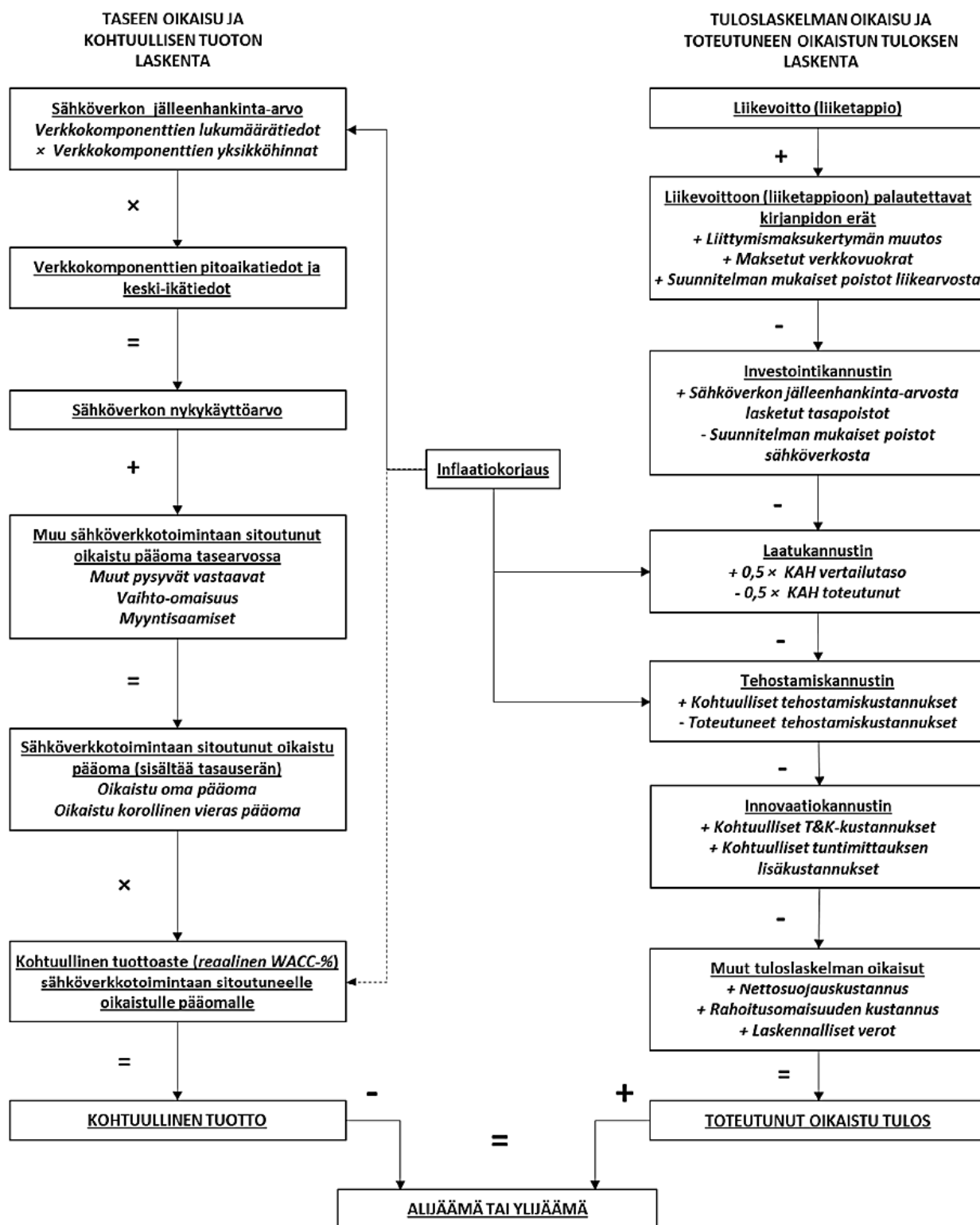
Kuluvalla neljännellä valvontajaksoilla 2012 – 2015 kannustintekijöiksi on valittu investointi-, tehostamis-, laatu- ja innovaatiokannustimet. Investointikannustimella seurataan yhtiön verkkoonsa tekemien korvausinvestointien määrää, siis verkon tason ylläpitoa ja kehittämistä, vertaamalla korvausinvestointeja verkon jälleenhankinta-arvosta laskettaviin vuosittaisiin tasapoistoihin. Poistot ylittävä korvausinvestointisumma pienentää mahdollista kohtuullisen tuoton ylijäämää tai kasvattaa sen alijäämää, ja siten mahdollistaa yhtiölle suuremman sallitun tuoton. [50] Laatukannustin liittyy verkkoinvestointeihin välillisesti, koska sen mittarina käytetään sähkönjakelun keskeytyksistä yhtiön asiakkaille aiheutunutta haittaa (KAH, keskeytyksen aiheuttama haitta). Oikein kohdistetuilla korvausinvestoinneilla pyritäänkin kasvattamaan sähkönjakelun luotettavuutta ja pienentämään yhtiön keskeytyskustannuksia.

Kuvassa 7 on esitetty kaaviona jakeluverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton valvontamalli kuluvalla valvontakaudella.

Pienjänniteilmajohtoverkossa verkosto-osuuden iän ja sitä kautta sen arvon määrittää tukirakenne, eli pylvää [50]. Pylvään ikätietona käytetään ESU:n verkossa kylästyvuotta.

ENERGIAMARKKINAVIRASTO

ENERGIMARKNADSVERKET



Kuva 7. Energiaviraston jakeluverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton valvontamalli vuosille 2012-2015. [50]

7.7 Päätöksentekomallit

Kunnossapito- ja saneerauspäätökset tehdään verkostoinfrastruktuuraloilla yleisesti joko priorisoimalla tai optimoimalla. Molemmilla menetelmillä tähdätään verkon riittävän suorituskyvyn ylläpitoon kustannus-hyöty -suhteiltaan mahdollisimman hyvin valituilla projekteilla ja niiden oikea-aikaisella toteutuksella. [40]

7.7.1 Priorisointimenetelmät

Priorisointimenetelmää käytettäessä mahdollisista kunnossapidon tai saneerauksen kohteista muodostetaan hyödyn ja kustannusten perusteella järjestetty lista, jonka alkupäästä voidaan toteuttaa projekteja, kunnes budjetti tai henkilöstöresurssit on käytetty. Projektien järjestämiseksi on määriteltävä tarkasti niistä järjestelmän suorituskyvylle saatava kokonaishyöty, mikä voi olla hyvin monitahoinen käsite. Sähköverkon tapauksessa hyötyjä ovat esimerkiksi turvallisuuden ja sähköisen kapasiteetin lisääntyminen, verkko-omaisuuden arvon kasvu ja sitä kautta kasvanut tuotto sekä käyttövarmuuden paraneminen keskimäärin tai yksittäisen asiakkaan kannalta. Erilaiset hyödyt on siis pystyttävä arvottamaan keskenään siten, että tuloksena olevan listan alussa olevat projektit ovat juuri niitä, joiden toteuttamatta jättäminen vaarantaisi verkon toimintakyvyn tai laitteiston kunnan pysymisen lakien ja viranomais määräysten puitteissa.

Toteutuslistalle valittujen projektien kannattavin toteutusajankohta voidaan määritellä esimerkiksi kunnossapito- ja investointikustannusten nykyarvon summakäyrää minimoimalla. [40] [52]

Priorisointimenetelmä on intuitiivinen ja helposti ymmärrettävä tapa valita toteutettavat projektit, mutta se vaatii taakseen ennalta määritellyn kunnossapitostrategian, jonka mukaisesti projektit poimitaan toteutuslistalle. Verkon kokonaissuorituskyvyn kehittämiseksi verkon kaikkien jännitetasojen kaikkia projekteja tulisi voida verrata toisiinsa, jotta resurssit tulisi käytettyä tavoitteiden kannalta tehokkaimmalla tavalla. [52]

7.7.2 Optimointimenetelmät

Optimointimenetelmillä haetaan laskennallisin keinoin verkkoinvestointien kokonaishyödyn maksimia tai kulujen, riskien tai käyttökatkojen määrän minimiä samalla, kun laitteiston kuntotaso pysyy ennalta määritellyllä tavoitetasolla. Voidaan esimerkiksi mallintaa koko järjestelmän vikakeskeytys- ja kunnossapitokeskeytyskustannuksia erilaisilla vaihtoehtoisilla kunnossapidon strategioilla ja hakea niille verkon suorituskyvyn ja kustannusten kannalta parasta yhdistelmää [40] [53]. Olemassa olevan verkostojärjestelmän vikataajuuksia ja komponenttien kriittisyyttä pystytään tarkastelemaan esimerkiksi Monte-Carlo -simulaation avulla kun käytössä on tietoa yksittäisten komponenttien vikataajuuksista ja korjausajoista. [54] Markov-ketjuihin perustuvia päätöksentekomenetelmiä voidaan soveltaa, jos järjestelmän komponenteille pystytään määrittelemään yksiselitteiset kuntoluokat, joiden kautta niiden kunnan heikkeneminen etenee ja joihin ne ovat kunnossapitotoimin palautettavissa. Optimointimenetelmät vaativat taakseen verkon komponenttien vikaantumisen pitkäaikaisista seuranta ja tilastotietoa, jota ei pienjännitetasolta ole juurikaan saatavissa.

8 Aineisto ja pisteytysmenetelmä

Työn tilaajan toiveena oli rakentaa päätöksentekotyökalu, jonka avulla ESU:n jakeluverkkoalueen pienjännitemuuntopiirit voitaisiin käydä systemaattisesti läpi ja saada kokonaiskuva niiden nykyisestä tilasta sekä kuormituksen ja kunnon kehittymissuunnasta lähitulevaisuudessa. Tarkoituksena oli ottaa verkosta saatavissa oleva data tehokkaampaan käyttöön ja saada verkkotietojärjestelmä tukemaan paremmin verkko-omaisuudenhallinnan päätöksentekoa. Perimmäinen tavoite oli saada kohdistettua pj-verkon kunnossapitoon ja saneerauksiin varatut resurssit mahdollisimman taloudellisesti sähkönjakelun laadun parantamisen ja katkojen vähentämisen kannalta oikein valittuihin kohteisiin.

Tavoitteen toteuttamiseksi päätettiin luoda kaksivaiheinen pisteytysjärjestelmä, jonka avulla lähivuosina saneeraustarpeessa olevat muuntopiirit ja johtolähdöt voidaan ensin tunnistaa ja sen jälkeen asettaa keskenään kiireellisyysjärjestykseen. Pisteytysjärjestelmästä pyrittiin rakentamaan selkeä ja helposti ymmärrettävä, mutta samalla sen haluttiin kuvaavan riittävän hyvin verkon osan sähköistä kuormittavuutta, asiakkaiden sähkön laatua sekä ilmajohtolinjojen mekaanista kuntoa. Myös kaavoituksen ja tavoiteverkon näkökulmat haluttiin sisällyttää järjestelmään.

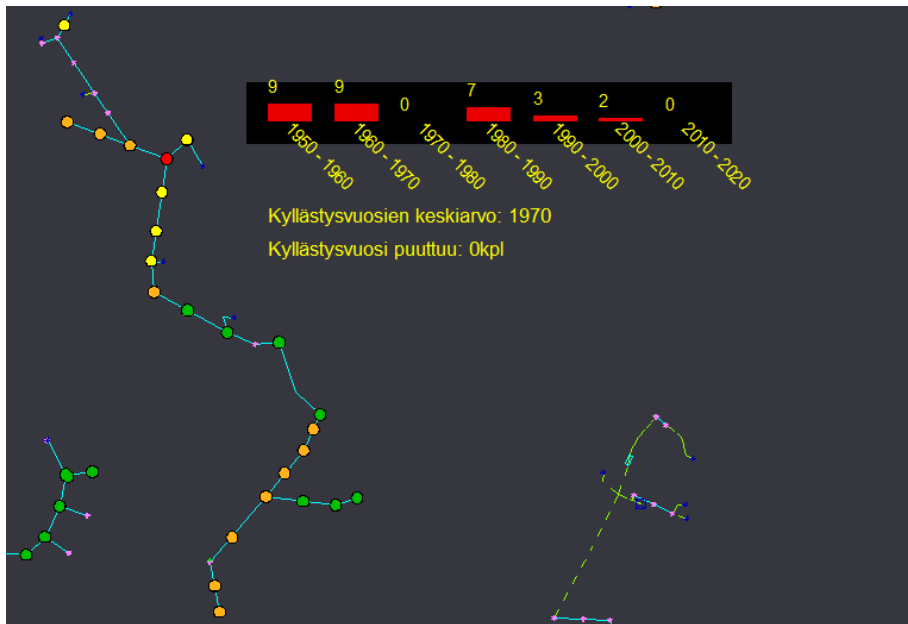
Pisteytysjärjestelmä pyrittiin rakentamaan käyttäen mahdollisimman paljon hyväksi verkkotietojärjestelmässä jo olemassa olevia ominaisuuksia. Järjestelmän rakentamisessa ja tarvittavien tietojen kokoamisessa käytettiin taulukkolaskentaohjelmaa, mutta tavoitteena on lopulta saada rakennetuksi verkkotietojärjestelmän paikkatieto-analyysijä hyödyntävä työkalu, jolla tietojen kerääminen ja johtolähtöjen pisteyttäminen tapahtuisi mahdollisimman helposti.

Pisteytysjärjestelmää luotaessa jouduttiin ottamaan kantaa erityisesti siihen, mikä aineiston pohjalta kuormituslaskenta kannattaisi suorittaa. ESU:ssa, kuten monissa muissakin jakeluverkkoyhtiöissä on ongelmana asiakasluokittelun vanhentuneet tiedot ja tästä johtuva indeksikäyrälaskennan epätarkkuus. Vuoden 2014 alusta alkaen käytettävissä oleva AMR-tuntimittausdatasta saadaan luotettavaa tietoa toteutuneista kulutuksista, mutta se ei sovellu sellaisenaan pj-verkon mitoituslaskentaan. Tätä ongelmaa käsitellään luvuissa 9.2.2 ja 9.2.3.

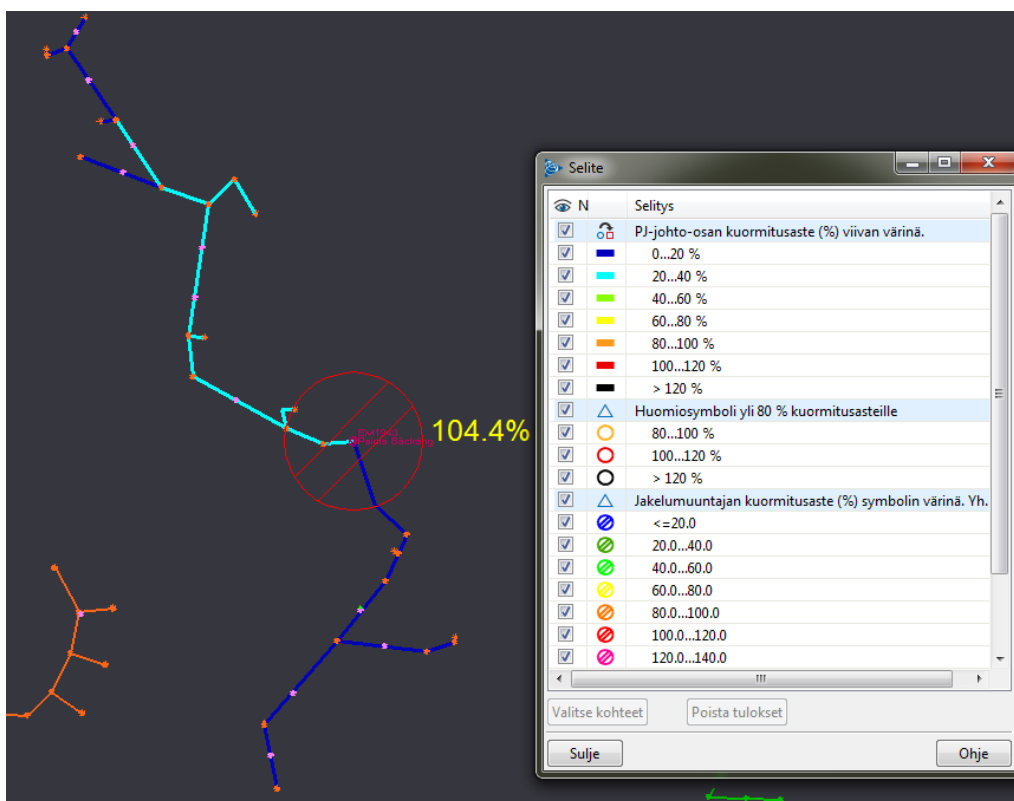
8.1 Tarkasteltavien muuntopiirien valinta

ESU:n verkossa on yli 600 pienjännitemuuntopiiriä ja niiden mitoituksen tarkistamiseksi säännöllisesti tehtävän massalaskennan tulosten läpikäyminen yksi kerrallaan on melko työlästä. Saneerausharkintaa vaativien johtolähtöjen tunnistamista helpottamaan päätettiin aluksi luoda kuormitus- ja oikosulkulaskentatuloksia verkkokartalle visualisoivia SQL-tietokantahakuja käyttäen Trimble NIS Paikkatietoanalyysit -moduulia. Analyysien avulla voidaan havainnollistaa tyyppikuormituskäyrälaskennalla suoritettavan massalaskennan tuloksia, kuten johtojen ja muuntajien kuormitusasteita, jännitteenalennemia ja oikosulkuvirran arvoja värikoodein ja tulostamalla arvot lukuina kartalle tai tiedostoon.

Myös verkostotarkastuksissa kirjatut kuntohavainnot ja niiden korjausten kiireellisyys sekä ilmajohtolinjoille lasketut kuntoindeksit voidaan esittää verkkotietojärjestelmässä väreinä ja symboleina ja näin valita huonokuntoisilta vaikuttavat kohteet pisteytettäväksi. Kuvissa 8 ja 9 on esimerkkejä kuormitus- ja kuntotilanteen sekä pylväiden ikäjakauman esittämisestä verkkokartalla.



Kuva 8. Pylväiden laholuokat väreinä ja kyllästysvuodet pylväsdiagrammina. Punainen piste tarkoittaa yli 20 mm:n lahoa. [Trimble NIS]



Kuva 9. Johtojen ja muuntajan kuormitusasteet väreinä. Johtojen kuormitukset ovat matalat, mutta muuntaja on täydessä kuormassa huippukuormituksen aikana. [Trimble NIS]

Muuntopiirejä ja yksittäisiä johtolähtöjä voidaan ottaa pisteytystarkasteluun myös esimerkiksi asentajien havaintojen tai asiakkaiden sähkölaatureklamaatioiden perusteella. Myös AMR-mittareiden antamista alijännite- ja katkohaälytyksistä saadaan tähän tarkoitukseen sopivaa tietoa. Näiden hälytysten käsittely ja hyödyntäminen on kuitenkin ESU:ssa vielä kehitysasteella.

Jos pisteytysjärjestelmästä saadaan rakennettua nopea ja helposti käytettävä työkalu, voidaan laskea sopivin väliajoin pisteet kaikille johtolähdöille. Näin päästäisiin tilanteeseen, jossa sähkölaatuongelmia ja verkon kapasiteetin täyttymistä voitaisiin ennakoida nykyistä paremmin.

8.2 Kuormitustarkastelu

Tarkasteluun valittujen muuntopiirien saneeraustarpeen määrittely aloitettiin tehonjako- ja oikosulkulaskennasta eli verkon osan sähköisen suorituskyvyn analysoinnista. Aluksi verrattiin tähän saakka mitoituslaskennan perusteena olleiden tyyppikuormituskäyrien antamia tuloksia vuoden 2014 alusta saatavilla oleviin AMR-mittareista saataviin lukemiin sen selvittämiseksi, kuinka paljon virhettä nykyisessä tyyppikuormituskäyrillä tehtävässä mitoituslaskennassa syntyy. Vertailun perusteella päädyttiin käyttämään mitoituslaskennan aineistona AMR-dataa muuntopiirikohtaisesti käsiteltynä, vaikka tarkkoja huipputehon arvoja ei tällä menetelmällä saadakaan aikaan.

Laskentatuloksille määriteltiin säännösten ja yhtiön suunnittelulinjausten mukaiset raja-arvot, ja niistä poikkeaville tuloksille pisteytykset ja pisteiden painokertoimet. Kokonaispisteille annettiin raja, jonka ylittävien johtolähtöjen voidaan katsoa olevan saneeraustoimenpiteiden tarpeessa nykyhetkellä. Viiden vuoden aikavälitarkastelu suoritettiin lopuksi niille kohteille, joiden pistemäärä jäi nollan ja saneerausrajan välille.

8.2.1 Indeksisarja- ja AMR-kuormituslaskennan tulosten vertailu

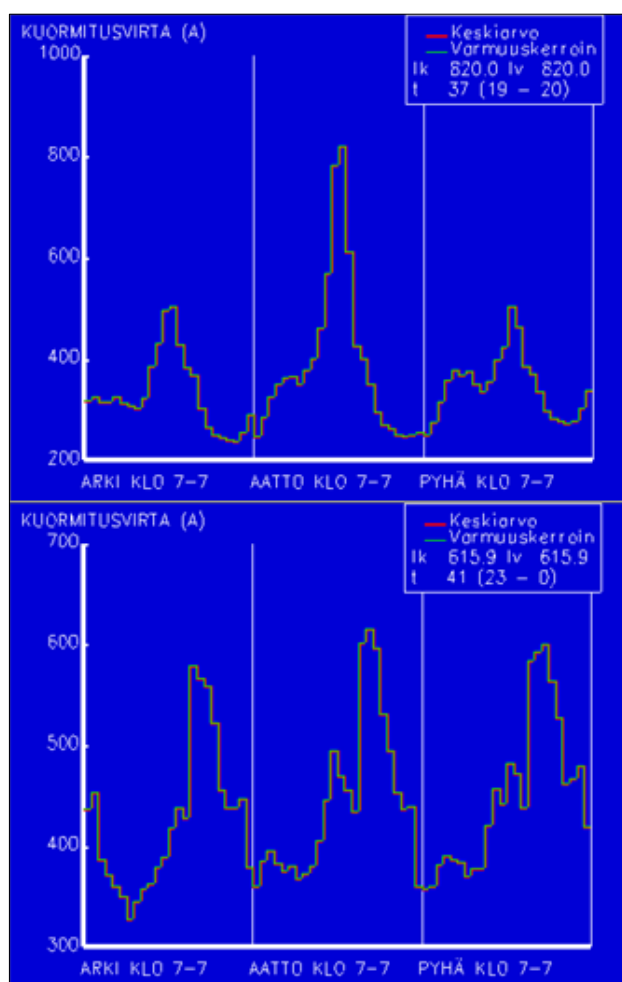
Aluksi selvitettiin, kuinka paljon tyyppikuormituskäyrillä ja AMR-datalla lasketut kuormitusvirran maksimin arvot poikkeavat toisistaan muuntamotasolla. Tätä varten verrattiin tammikuun kahden ensimmäisen kaksiviikkoisjakson indeksisarjoilla ja AMR-tuntisarjoilla saatuja tuloksia keskenään. Tarkasteluajalle osui yli kahden viikon mittainen pakkasjakso, jolloin vuorokauden keskilämpötila pysyi alle $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$:een. Alin mitattu lämpötila Ilmatieteen laitoksen Helsinki-Vantaan mittauspisteessä oli $-19,6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Mittausajan kylmimmän jakson, toisen kaksiviikkoisjakson keskilämpötila mittauspisteessä vuonna 2014 oli $-11,6\text{ }^{\circ}\text{C}$. [55] Mittaustietoa saatiin siten normaaleista talviolosuhteista, mutta ei huippukuormaolosuhteita vastaavista lämpötiloista. Jotta laskentatulokset olisivat vertailukelpoisia, indeksisarjalaskennan laskentalämpötilaa korjattiin tässä tarkastelussa vastaamaan tammikuun 2014 olosuhteita. Indeksisarjalaskenta suoritettiin lisäksi kuormituksen ylitystodennäköisyydellä 50 %, eli kuormituksen tuntikeskiarvoa vastaavilla arvoilla, koska hajontoja ei käytetä Trimble NIS:in AMR-laskennassakaan.

Suurimpia kuormitusvirran arvoja verrattaessa havaittiin esimerkkimuuntopiireissä suurimmillaan noin 25 %:n eroja kumpaankin suuntaan. Näin suuret virheet indeksisarjalaskennassa muuntamotasolla aiheutuvat todennäköisesti sekä asiakkaiden virheellisestä tyyppikuormitusluokittelusta asiakastietojärjestelmässä että tyyppikuormituskäyrien vanhentumisesta asiakkaiden laitteistojen ja sähkönkäyttötapojen muuttuessa. Myös suuret, kuormitusprofiililtaan poikkeavat kulutus pisteet tuottavat virhettä laskentatuloksiin.

Laskettaessa kuormituksia AMR-mittausdatalla, korvaa Trimble NIS automaattisesti puuttuvan mittauksiedon kyseisen asiakkaan indeksisarjalla. Tammikuussa 2014 AMR-mittauksietoa saatiin noin 88 %:lta ESU:n pienjänniteasiakkaista. Vertailtavista muuntopiireistä tarkistettiin niiden asiakkaiden määrä, joilta ei ollut saatavissa mittauksietoa ja havaittiin, että tällaisia asiakkaita oli esimerkkimuuntopiireissä vain muutamia.

Kuvassa 10 on ylhäällä indeksisarjoilla ja alhaalla AMR-datan avulla lasketut kuormituskäyrät vuoden 2014 toiselta kaksiviikkoisjaksolta. Kuvan tapauksessa toteutunut kuormitusvirran huippuarvo on huomattavasti pienempi kuin indeksisarjoilla mallinnettu huippuarvo ja se myös sijoittuu eri ajankohtaan eri laskentatavoilla.

Esimerkkimuuntopiiri sijaitsee 90-luvulla rakennetulla omakotialueella. Asiakas-tietojärjestelmän tietojen mukaan asiakkaista 29 kuuluu muulla kuin sähköllä lämmitettävien, mutta sähkökiukaan omistavien rivitaloasukkaiden kuluttajaryhmään, 39 asiakkaista on suoran ja 1 varaavan sähkölämmityksen omakotitaloasukkaita. Lisäksi alueella sijaitsee päiväkotia, jonka vuosittainen energiankulutus kattaa 10 % koko muuntopiirin kulutuksesta.



Kuva 10. Muuntamon kuormituskäyrä laskettuna tyyppikuormituskäyrillä (ylhäällä) ja AMR-mittareista saadulla toteutuneen kulutuksen tiedoilla (alhaalla). Trimble NIS.

Tyypikuormituskäyrälaskennan tuloksissa on havaittavissa suuria eroja toteutuneeseen kulutukseen. Kuormituskäyrälaskennassa ylikorostuu lauantai-illan kulutus-huippu, joka ajoittuu kuormituskäyrissä samaan ajankohtaan kaikilla asukastyypeillä. AMR-laskennan tuloksista havaitaan, että näin ei todellisuudessa tapahdu.

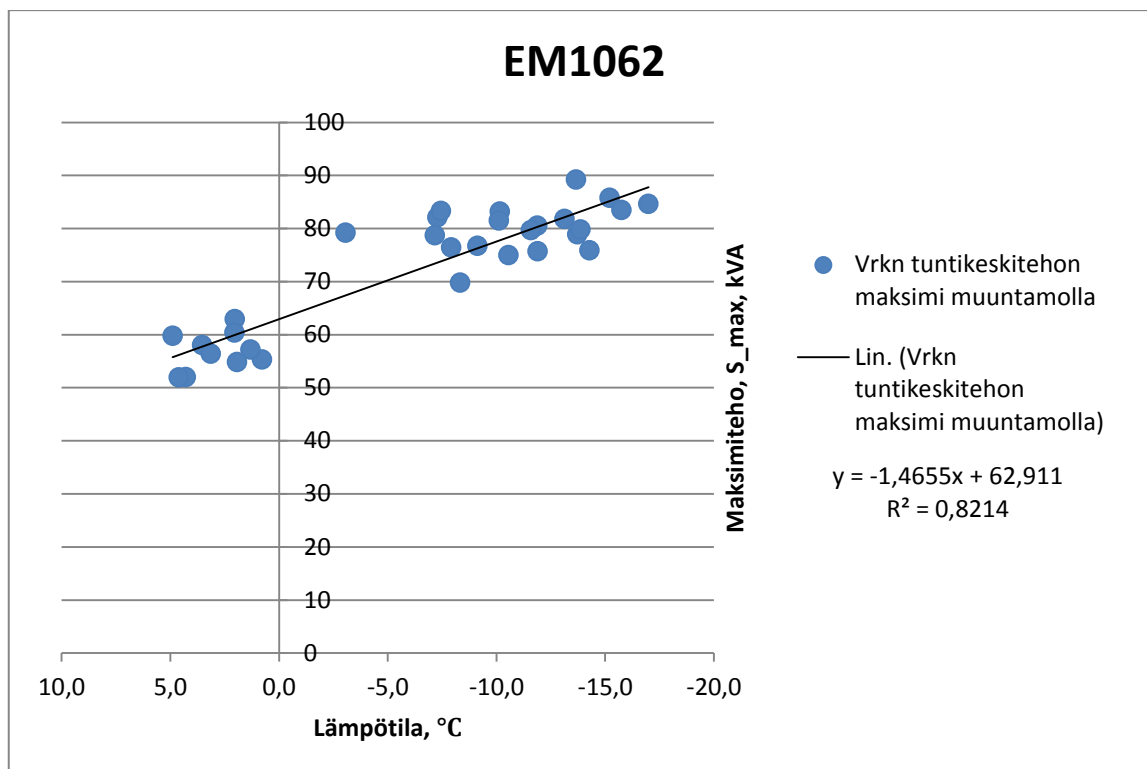
Vertailun perusteella on selvää, että kuormitusanalyysissä kannattaa hyödyntää AMR-dataa, vaikka sitä ei olisi saatu mitattua verkon mitoitusperusteena pidetyissä olosuhteissa. Ongelmaksi jäivät AMR-datan muokkaaminen mitoituslämpötilaa vastaaviksi sekä mitoitusmarginaalin määrittely lämpötilakorjatulle aineistolle.

8.2.2 AMR-datan lämpötilakorjaus

Tässä työssä tehtävää vanhan verkon kuormitustarkastelua varten päätettiin selvittää esimerkkimuuntopiirien asiakaskuormien lämpötilariippuvuudet muuntamotasolla. Tämä suoritettiin laskemalla tammikuun toteutuneet vuorokausien keskilämpötilat ja vertaamalla niitä AMR-datan avulla laskettuihin vuorokauden huippukeskitehoihin muuntajalla. Lämpötilakerroin eli kuorman kasvu lämpötila-astetta kohden saatiin teho-lämpötila -pisteparveen sovitetun suoran kulmakertoimenä (Kuva 11). Huippukuorma muuntamalla mitoituslaitanteessa voitiin laskea sijoittamalla sovituskuora yhtälöön haluttu mitoitusvuorokauden keskilämpötila, joka ESU:n tapauksessa haluttiin olevan -25 °C.

Tällä menetelmällä saadaan karkea arvio muuntopiirin asiakkaiden kulutuksen suurimmalle tuntikeskiteholle mitoituslaitanteessa. Epätarkkuutta tuloksiin tuottavat kuitenkin kuormitukseen liittyvä satunnaisuus, asiakkaiden keskinäiset erot, yksittäisten suurten asiakkaiden kuormituskäyttäytyminen sekä se, ettei kaikilla asukastyypeillä kuormituksen lämpötilariippuvuus ole lineaarinen. Esimerkiksi yö sähkötariffin mukaan ohjattu varaava sähkölämmitys käyttää paljon sähköä öisin ja vähän päivisin. Lisäksi sillä on maksimiteho, jonka ylittävä lämmitystehontarve siirtyy ajallisesti eteenpäin seuraaville tunneille, vaikka ne eivät olisi enää yhtä kylmiä. Kulutus siis seuraa lämpötilan muutosta viiveellä. Toisaalta ilmalämpöpumppua käyttävissä suoran sähkölämmityksen kohteissa hyvin kylmien päivien sähkönkulutus saattaa riippua lisälämmityksen tarpeesta ja siitä, kuinka paljon kylmyys vaikuttaa pumpun hyötysuhteeseen. [56] Kokemuseräisesti tiedetään, että kulutuksen kasvu lämpötilan funktiona alkaa taittua noin -25 °C:ssa, joten tätä kylmempiin lämpötiloihin ekstrapolointi tuottaisi luultavasti liian suuria kulutuksia [57].

Laskennassa oletettiin, että mittausajanjakson huippukuorma sijoittuu tammikuun kylmimpään aikaan, joten näin saatu kuorman lämpötilariippuvuus vastaa lämmityskauden kulutuksen käyttäytymistä. Tilanne on todennäköisesti erilainen kesällä jäähdytystä vaativissa kohteissa ja esimerkiksi saaristossa, jossa enemmistö asiakasliittymistä sijaitsee loma-asunnoissa.



Kuva 11. Muuntopiirikohtaisen kuorman lämpötilakertoimen määrittäminen tammi-kuun 2014 vuorokausien keskilämpötilan ja muuntajan maksimikuorman avulla.

Tarkempien tulosten saaminen vaatisi lämpötilariippuvuuden laskemista vähintään jokaiselle asiakastyypille erikseen. ESU:n tapauksessa, jossa asiakkaiden ryhmitelytieto on vanhentunutta ja sisältää paljon virheitä, tarvittaisiin myös asiakaskohtaista lämpötilariippuvuustarkastelua. Näin toteutettuna datan käyttö vaatisi paljon työtä ja sopisi huonosti koko pj-verkon järjestelmälliseen läpikäymiseen. Toiveena onkin saada nopealla aikataululla käyttöön sovellustyökaluja datan joustavampaan käsittelyyn. AMR-datan analysoinnista tekeillä olevasta tutkimuksesta on kerrottu tarkemmin luvussa 5.1.

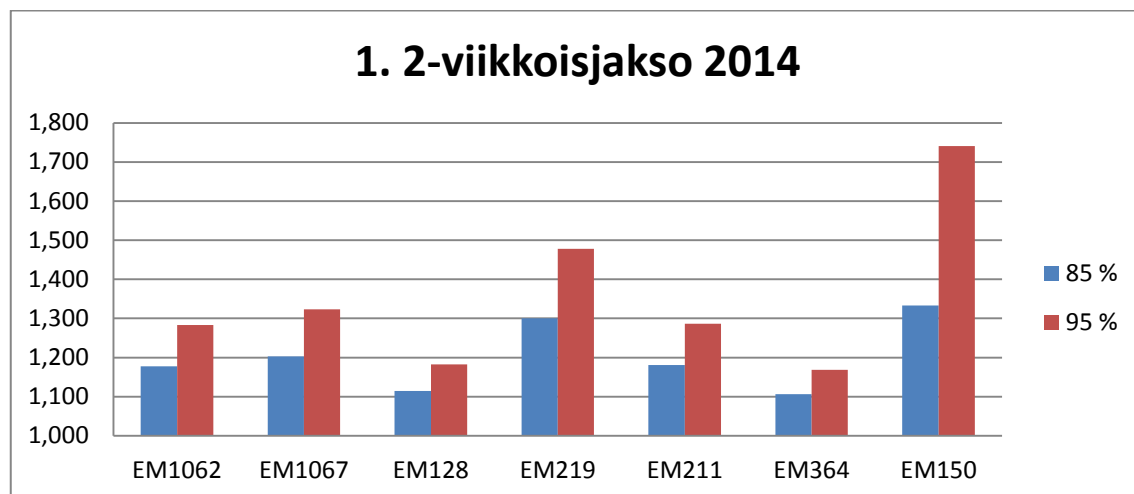
8.2.3 AMR-laskenta ja mitoitusmarginaalit

AMR-mittauksella saadaan siis kullekin asiakkaalle suurimman tuntikeskitehon arvo, jota voidaan karkeasti lämpötilakorjata muuntopiiri- tai johtolähtökohtaisesti. Mitoitusperusteena on kuitenkin aina huipputehon arvo, jota ei tunneta ja joka on pj-johtotasolla huomattavasti tuntikeskitehoa suurempi. Poikkeaminen keskitehosta on prosentuaalisesti sitä suurempaa, mitä pienempää asiakasjoukkoa tarkastellaan ja riippuu myös asiakkaan kuormituksen tyypistä. Muuntopiiritasolla asiakkaiden kuormien risteily yleensä tasoittaa huippukuormien summaa lähemmäs muuntajalta mitattua tuntikeskitehoa. [10]

Tyyppikuormituskäyrälaskennassa tämä satunnainen, asiakaskohtainen tehonvaihtelu huomioidaan asiakasryhmäkohtaisella, normaalijakauman mukaisella keskiahjonnalla ja ylitystodennäköisyydellä, jonka suuruuden käyttäjä voi valita verkkotie-

tojärjestelmän laskentaparametreissa. Luottamustason valinta määrittää suoraan sen, kuinka suuri mitoitusmarginaali verkon osan kapasiteettiin lasketaan. Tämä tilastollisiin todennäköisyyksiin perustuva laskentatapa on melko tarkka suurilla asiakasmäärillä, mutta johdoilla, jotka syöttävät yhtä tai vain muutamaa asiakasta, voivat todelliset kuormitukset poiketa lasketuista arvoista kymmenillä prosenteilla, vaikka asiakkaat olisi tyypitelty oikein. Kuitenkin myös pienjänniteverkon mitoitukset lasketaan yleisesti tällä menetelmällä.

Tässä työssä johtolähtöjen kuormituspisteytys päätettiin tehdä lämpötilakorjatun AMR-datan avulla. Koska näin suoritettu tehonjakolaskenta antaa monissa tapauksissa liian pieniä kuormitusarvoja, päätettiin asiakkaiden mitattuja energiankulutuksia kasvattaa kaikille samankokoisella kertoimella. Tämän kertoimen suuruusluokan arvioimiseksi tutkittiin ensin, millaisia mitoitusmarginaaleja indeksisarjalaskenta antaisi esimerkkimuuntopiireissä eri luottamustason prosenteilla. Trimble NIS:in kuormituskäyrälaskennasta saatuja eri luottamustason antamia muuntajan kuormitusvirran huippuarvoja verrattiin ilman ylitystodennäköisyyksiä laskettuihin huippukuormitusvirran arvoihin. Näin saadut vuoden ensimmäisen kaksiviikkoisjakson indeksisarjoista lasketut mitoitusmarginaalikertoimet esimerkkimuuntopiireille ovat nähtävissä kuvassa 12.



Kuva 12. Tyyppikuormituskäyrälaskennassa valitun luottamustason vaikutus pj-verkon mitoitukseen muuntamotasolla.

Kuvasta voidaan havaita, että mitoitusmarginaaleihin muodostuu erittäin suuria eroja muuntopiirin asiakastyypeistä riippuen. Muuntopiirissä EM364 indeksisarjalaskennan luottamustasolla 95 % mitoitusmarginaaliksi muodostuu esimerkkitalanteessa noin 17 %. Muuntopiirissä on 28 kulutuspistettä, joista suurin osa kuuluu suoran sähkölämmityksen asiakasryhmään. Kuormituksen hajonta tämän asiakasryhmän sisällä on melko pientä ja asiakkaiden kokonaismäärä suhteellisen suuri. Muuntopiirissä EM150 puolestaan on vain 7 kulutuspistettä, joista yhdessä sijaitsee suuri, maatalous-asiakasryhmään kuuluva liittymä ja loput on merkitty suoran sähkölämmityksen asiakasryhmään kuuluviksi. Tälle muuntopiirille muuntajataso laskettu mitoitusmarginaali on 74 %, eli todennäköisesti liian suuri. Kun yksittäinen, suuri asiakas jätetään laskennasta pois, saadaan tämän muuntopiirin mitoitusmarginaaliksi noin 35 %.

Koska todellista, asiakasryhmistä riippuvaa hajontaa ei ole tiedossa ja lämpötilakorjattu AMR-data antaa liian pieniä kuormituslukemia runko- ja liittymisjohtotasolla, päätettiin pj-johtojen pisteytyslaskennan kuormituslaskennassa käyttää AMR-datalle korjauskerrointa 1,25. Näin menettelemällä arvioitiin saatavan todennäköisesti 100 %

kuormitusrajan ylittävät johdot näkyviin vanhan verkon pisteytyksessä, vaikka varsinaiseen mitoituslaskentaan tämä menetelmä ei sovellukaan. Ne kohteet, joissa sijaitsee suuria, yksittäisiä asiakkaita, on syytä tarkastella erikseen ja todeta mahdolliset johtojen suuret kuormitukset mittaamalla.

Todellista tietoa johtojen nimelliskuormitustason ylityksistä saadaan, kun johtojen suojalaitteet toimivat eli pj-sulakkeet palavat muuntamolla tai välivarokkeilla yli-kuormitustilanteessa. Sulakkeen vaihdoista ei ole ESU:ssa pidetty tähän mennessä järjestelmällisesti kirjaa, joten historiallista tilastotietoa aiheesta ei ole saatavilla. Tätä asiaa päätettiin kehittää siten, että tulevasta talvesta eteenpäin kaikki sulakkeenvaihdot kirjataan verkkotietojärjestelmän kunnossapitosovellukseen. Tämä tieto voidaan sitten ottaa pisteytysjärjestelmään mukaan kuormituslaskennan rinnalle, jolloin yli-kuormitukset saadaan tulevaisuudessa selkeämmin esiin.

8.2.4 Kuormituspisteytys

Tehonjako- ja oikosulkulaskennan tuloksista valittiin pisteytettäväksi sellaisten tekijöiden yhdistelmä, joiden katsottiin parhaiten kuvaavan verkon kuormankeston riittämättömyyttä, asiakkaiden kokemia sähkönlaatuongelmia sekä vikasuojauksen puutteita. Näitä tuloksia ovat johdon kuormitusaste, jännitteenalenema ja pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta sekä ehto oikosulkuvirran nopeasta poiskytketymisestä asiakkaan liittymispisteessä eli niin sanotun 1. nollausehdon toteutuminen. Pisteytyksiä ja painotuksia muokattiin koepisteyttämällä useita kymmeniä erikuntoisia muuntopiirejä, kokeilemalla erilaisia pisteyhdistelmiä ja vertaamalla niillä saatuja tuloksia yhtiössä olevaan kokemuseräiseen tietoon muuntopiirien sähköisestä kunnosta, asiakkailta saatuihin sähkönlaatureklamaatioihin ja AMR-mittareiden tuottamien alijännitehälytysten lukumääriin. Kuormituksen pisteytys ja painokertoimet on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 6. Kuormituslaskennan tulosten pisteytys.

Kuormituspisteytys			Kertoimet		
	Luokitus	Pisteet	1-2 asiakasta, < 50 MWh/a	3-5 asiakasta, < 50 MWh/a	yli 5 asiakasta, < 50 MWh/a
			TAI 1 asiakas, > 50 MWh/a	TAI yli 1 asiakas > 50 MWh/a	
Johdon kuormitusaste	80 - 100 %	150			
	100 - 120 %	750			
	> 120 %	1500			
Jännitteenalenema	6,5 - 10 % (215 - 207 V)	150	1	2	3
	10 - 13 % (207 - 200 V)	500	1	1,5	2
	> 13 % (< 200 V)	750	1	1,5	2
Pienin 1-vaiheinen oikosulkuvirta	250 - 350 A	150	1	2	3
	< 250 A	500	1	2	3
1. nollausehto ei täyty liittymis- tai runkojohtolla, eikä ole korjattavissa sulakkeen vaihdolla.	TOSI	500	1	2	3

Johdon kuormitusasteen eli kuormitusvirran arvon huippukuormassa normaalissa käyttötilanteessa suhteessa johdon nimelliseen kuormitettavuuteen on pysyttävä normaalissa käyttötilanteessa alle 100 %:n, joten täyden kuorman ylittymisen haluttiin nostavan johtolähdön suoraan saneerauslistalle. Yli 120 %:n kuormitusasteella johtolähdölle annettiin kaksinkertaiset pisteet ja 80 % kuormitusastetta pidettiin hälytysrajana, jonka ylittymisestä johtolähtö sai pienen pistemäärän, joka ei kuitenkaan yksinään riitä saneerausrajan ylittymiseen.

Liian alhainen jännite on yksi yleisimmistä sähkön laatuun liittyvistä asiakasreklamaatioiden aiheista. Jos liittymispisteessä mitattu jännite on riittävän usein ja pitkään alle 90 % nimellisjännitteestä, on kyseessä sähkönjakelun laatuvirhe, jolloin verkkoyhtiö on velvollinen hinnanalennukseen asiakkaan siirtomaksusta [23][36], kunnes ongelma on korjattu. Jännitteenalenema pisteytettiin siten, että 10 % arvon ylittyminen mitoitusolosuhteissa johtaa lähdön nostamiseen suoraan saneerauslistalle ja 6,5 %:n rajan ylittymisestä johtolähtö saa pienen pistemäärän. Jos jännitteenalenema on johtolähdön ainoa ongelma tai koskee koko muuntopiiriä, on syytä tarkistaa myös jännitteenalenema syöttävällä muuntamolla; jos se on suuri, ongelma saattaa olla korjattavissa pelkällä jännitteen säädöllä tai muuntajakoneen vaihtamisella suurempaan.

Liian pienestä yksivaiheisesta oikosulkuvirrasta annetut pisteet osoittavat pisteytysjärjestelmässä johdon oikosulkusuojauksen mahdollisesti heikkoa toimintaa. Lisäksi pienellä oikosulkuvirralla on yhteys verkon jännitejäykkyyden puutteisiin sekä alitiuteen suurten kuormitusvirtapiikkien aiheuttamalle välkynnälle, joka myös on yleinen sähkönlaatureklamaatioiden syy [33]. Pienin vanhassa jakeluverkossa sallittu oikosulkuvirran arvo 110 A, kun käytössä on 3x25 A:n gG-sulakesuojaus. Suositus oikosulkuvirran minimiarvoksi uusien asiakasliittymien pääkeskuksella on 250 A, mutta

standardissa jätetään jakeluverkonhaltijalle ennen vuotta 2008 rakennettujen verkkojen osalta harkintavaraa, kunhan liittymässä toteutuu riittävän nopea oikosulkuvirran katkaisu. [16] Pisteytyksessä saneerauslistalle noston rajana käytettiin 250 A:n arvoa, mutta jo 350 A:n oikosulkuvirran arvolla johtolähtö sai pisteitä.

1. nollausehdon täytyminen eli syötön riittävän nopea, automaattinen poiskytkettyminen vikatilanteessa ja vaarallisten kosketusjännitteiden syntymisen estäminen on tärkeä sähköturvallisuustekijä pj-jakeluverkossa. Usein suojauksen ongelmat voidaan korjata vaihtamalla verkon tai liittymän sulakkeet nimellisvirraltaan pienemmäksi, mutta aina tämä ei onnistu liian pienen oikosulkuvirran tai liian suuren kuormitusvirran takia tai siksi, että tällöin menetettäisiin sulakesuojauksen selektiivisyys. Trimble NIS -verkkotietojärjestelmän laskentamoduulista löytyy valmis väritystoiminto, jolla voidaan korostaa sellaiset kohteet, joilla 1. nollausehto ei täyty, eikä vikaa voida sulakkeita vaihtamalla korjata. Tämän toiminnon avulla voitiin antaa saneerauslistalle nostavat pisteet sellaisille johtolähdöille, joiden suojausta ei voi toteuttaa johtoja vaihtamalla.

Näin annetuille kuormituspisteille määriteltiin lopuksi painokertoimet, joilla huomioitiin niiden johtolähdöllä sijaitsevien asiakkaiden määrä ja kuormituksen kokoluokka, joihin kukin ongelma vaikuttaa. Jos ongelma koski vain 1-2 asiakasta, joiden energian vuosikulutus jää alle 50 MWh:n, painokertoimeksi annettiin 1. Jos ongelmasta kärsiviä asiakkaita oli 3-5 tai vaihtoehtoisesti yksi suurempi asiakas, painokertoimeksi annettiin viasta riippuen 1,5-2. Jos taas pienempiä asiakkaita oli yli 5 tai suurempia asiakkaita enemmän kuin 1, painokerroin oli 2-3.

Johdon ylikuormitukselle ei käytetty painokertoimia vaan täyden kuorman ylityksestä päätettiin antaa suoraan suhteellisen suuret pistemäärät, jotta ylikuormitettu johtolähtö nousisi joka tapauksessa korkealle saneerauslistalla.

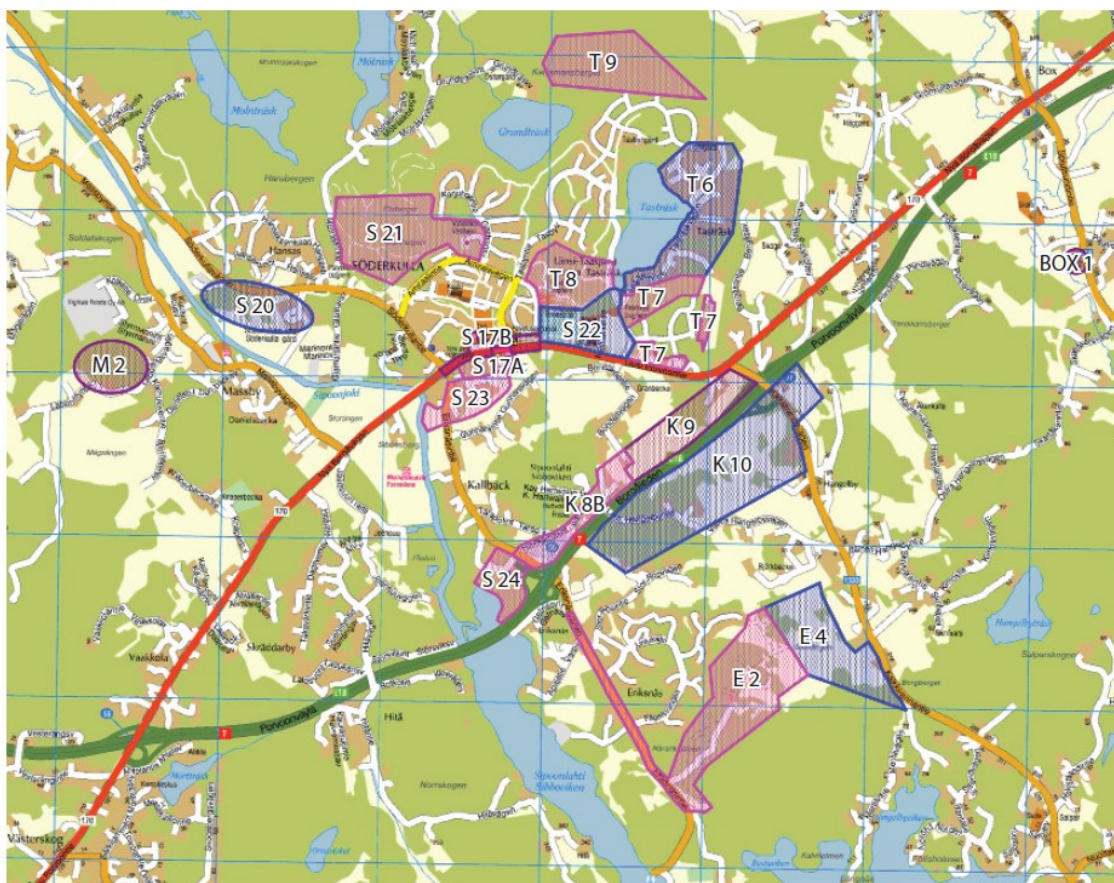
8.3 Kuormituksen aikavälitarkastelu ja kaavoitus

Nykytilanteen lisäksi haluttiin selvittää, miten ESU:n pienjänniteverkon suorituskyky riittää viiden vuoden tarkasteluajavälillä ja kuinka suuri osa verkosta on lähitulevaisuudessa sähköisen kapasiteettinsa tai kuntonsa puolesta saneeraustarpeessa. Keinoina käytettiin kunnan kaavoitusviranomaisilta saatavia tietoja nykyisistä ja lähiaikoina vahvistettavista asemakaavoista sekä yksinkertaista skenaariotarkastelua uusien asiakkaiden kytkemistä haja-asutusalueiden verkkoihin.

8.3.1 Kaavoitus

Sipoon kunnan kaavoitusyksiköstä on saatavissa tiedot voimassa olevista asemakaavoista ja valmisteltavista asemakaavahankkeista, joiden odotetaan tulevan lähivuosina vahvistettaviksi. Kuvassa 13. nähdään vuosina 2014 – 2017 kaavavalmistelussa olevia kohteita Söderkullan alueella.

Söderkulla



Kuva 13. Vuosina 2014 – 2017 valmisteltavat asemakaavat Söderkullan alueella. [6]

Suunnittelu ja rakentaminen etenevät ESU:ssa samaan tahtiin kaavoitusprosessin kanssa siten, että kaavaluonnosvaiheessa tehdään alustavat suunnitelmat ja laskelmat alueen tulevan sähköverkon rakentamiseksi ja budjetoimiseksi. Kun asemakaava vahvistetaan, aloitetaan myös tarkempi verkostosuunnittelu. Verkon rakentaminen tapahtuu samanaikaisesti alueen muun infrastruktuurin rakentamisen kanssa. [58]

Asemakaavakohteiden rakentaminen voi alkaa nopeastikin kaavan vahvistamisen jälkeen, tai se voi lykkääntyä vuosilla riippuen kohteesta ja esimerkiksi yleisestä taloustilanteesta. Myös valitukset voivat viivästyä kaavoitushankkeita. Tämän vuoksi kaavoitusprosessien seurannan ja yhteistyön kaavoitusviranomaisten ja sähköverkkoyhtiön välillä on oltava tiivistä.

Sipoossa asemakaava-alueiden ulkopuolella rakentamisen edellytyksenä on niin sanottu poikkeamislupa. Näistä yksittäisistä rakennuskohteista ei tällä hetkellä tule tietoa ESU:n verkkosuunnitteluun luvanhankintavaiheessa, vaan vasta asiakkaan tilatessa liittymää. Tämä nähtiin ongelmana, koska kytkettävät kohteet tulevat yllätyksenä verkkoyhtiölle, eivätkä asiakkaat osaa aina varautua pitkiin liittymän toimitusaikoihin. [58]

8.3.2 Uusien asiakkaiden kytkeminen

Tiedossa on, että kuormituksen kasvuprosentti Sipoossa vaihtelee suuresti eri alueilla. Pienjänniteasiakkaiden kuormien kasvusta ei sen sijaan ole saatavilla aluekohtaista tilastotietoa. Kuormituksen kehittymistä tarkasteltiin sähköasemittain, jolloin mukana tarkastelussa olivat myös keskijänniteverkkoon liittyvät asiakkaat. Koko verkkoalueen vuosittaiseksi kasvuprosentiksi kuluneen kuuden vuoden aikana laskettiin noin 1 %, kun laskuista jätettiin pois rakenteilla olevaa logistiikkakeskusta syöttävä Bastukärr ja eri vuosien keskilämpötilat otettiin huomioon. Kun tiedetään, että suurin osa rakentamisen aiheuttamasta kasvusta sijoittuu keskustojen tuntumaan sijoitettaville uusille asemakaava-alueille, voidaan päätellä, että haja-asutusalueilla pienjänniteasiakkaiden kulutuksen kasvuprosenttina voidaan yleissuunnittelutasolla käyttää 0 %:a.

Muuntopiiri- ja johtolähtötasolla tarkasteltuna taas yksittäisetkin asiakas- tai laitteistomuutokset voivat tuottaa suuria ja nopeita hyppäyksiä kulutukseen, mikä voi johtaa yllättäviin, vaikeasti ennakoitaviin johtolähtösaneerauksiin. Etelä-Suomen Energiassa onkin linjattu tavoitetilaksi, että jokaiseen johtolähtöön on voitava ilman verkon vahvistamista kytkeä vähintään yksi uusi, pääsulakkeiltaan 3x35 A:n asiakas, jonka vuosikulutus on enintään 18 MWh vuodessa. Tämä kytkemisehto koskee ESU:n liittymähinnastossa määritellyjä vyöhykkeitä I-III, eli asemakaava-alueita ja haja-asutusalueita enintään 600 metrin etäisyydellä olemassa olevalta muuntamolta [59].

Tätä ehtoa käyttäen voitiin tarkastella niitä johtolähtöjä ja muuntopiirejä, jotka saivat kuormituspisteytyksessä pisteitä, mutta jotka jäivät saneeraustarkastelurajan alle. Trimble NIS -verkkotietojärjestelmässä ei ole valmista toimintoa, jolla koko p-j-verkon tilanne voitaisiin helposti tutkia lisäämällä kulutuspisteitä muuntopiireihin, joten tätä työtä varten tarkastelu jouduttiin suorittamaan käsityönä. Esimerkkimuuntopiirien johtolähtöihin piirrettiin noin 600 metrin etäisyydelle muuntamosta uudet kulutuspisteet ja laskettiin kuormitus- ja oikosulkukestoisuudelle uudet pisteytykset.

Tällä menetelmällä saatiin esiin ne johtolähdöt, joiden kuormitettavuuden raja saattaa lähivuosina tulla vastaan, jos alueelle rakennetaan uusia liittymiä tai kulutus kasvaa muista syistä.

8.4 Kuntopisteytys

Johtolähtöjen kuntotarkastelua varten luotiin aluksi yksittäisille pj-pylväille ja johtojen jänneväleille yksinkertaiset kuntoindeksit käyttäen hyväksi verkostotarkastusten kuntotuhavaintoja ja verkkotietojärjestelmän Kunnossapito-sovelluksen kuntoindeksityökalua. Tavoitteena oli tunnistaa pylväsmassasta tällä hetkellä vaihtokunnossa olevat pylväät painottamalla sellaisia vikoja, joita ei yleensä voida korjata ilman koko pylvään vaihtamista, kuten lahon määrää, taipumaa, tikankoloja ja perustusten tai koukkujen kiinnityksen pettämistä. Ilmajohdon osalta pisteet laskettiin niistä vikahavainnoista, jotka liittyvät riittämättömiin etäisyyksiin ympäröivistä rakenteista tai maasta. Pisteytystä hiottiin koepisteyttämällä ja käymällä paikan päällä maastossa tarkastelemassa erilaisia pistemääriä saaneiden pylväiden kuntoa.

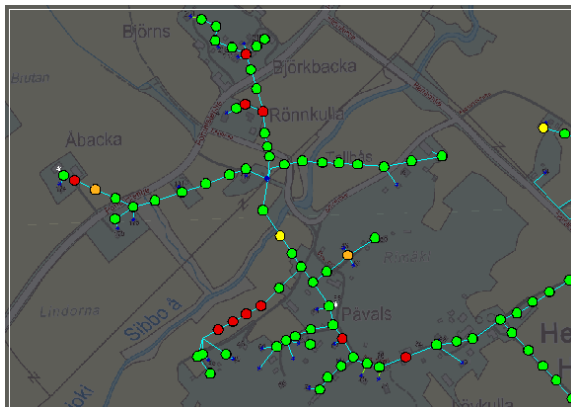
Pylväiden lahotiedoissa ja niiden kirjaustavassa on tällä hetkellä eroja ESU:n kunnossapitoalueiden välillä riippuen siitä, minä vuonna alueen verkon tarkastus on suoritettu. Ennen vuotta 2012 tehdyistä, Excel-taulukoihin kirjatusta tarkastusmerkinnöistä lahon määrä ja kiipeämiskieltonauhat on siirretty osittain verkkotietojärjestelmään, mutta tiedoissa ei esimerkiksi ole säilynyt havainnon tekoaikaa ja osa pylvästiedoista, kuten pylväsluokka ja uuden pylvään tyvihalkaisija puuttuvat kokonaan. Vuodesta 2012 alkaen verkostotarkastukset on tehty ja tallennettu suoraan verkkotietojärjestelmään käyttäen Trimblen Kunnossapitojärjestelmän MMS Offline-sovellusta, ja tätä tietoa voidaan pitää luotettavana ja ajan tasalla olevana. Tältä ajalta peräisin olevissa lahomerkinnöissä on kuitenkin suurimpana lahon määrän vaihtoehtona ”yli 20 mm”, joten tarkka lahomitta hyvin huonokuntoisista pylväistä on jäänyt sen varaan, onko tarkastaja kirjannut sen tekstimuotoisena tietona havainnon huomautuskenttään. Osasta tarkastuksia on myös päätetty jättää pienjännitepylväiden lahotarkastus kuluvalle kierroksella väliin. Vuodesta 2014 alkaen lahotiedot on kirjattu tarkemmin ja Offline-sovelluksella tehtyjen tarkastusten jäljiltä myös pylvästiedot ovat melko hyvin paikkansa pitäviä.

Pisteytysjärjestelmässä päätettiin käyttää lahoastetta vastaavana kuntotuhavaintona kiipeämiskieltonauhatieoa, koska se on kerätty yhdenmukaisesti kaikista verkkoalueen pj-pylväistä ja tieto itsessään sisältää tarkastajan arvion pylvään jäljellä olevasta lujuudesta ja sen aiheuttamasta työturvallisuusriskistä [45]. Kun tarkastukset etenevät ja kaikilta pylväiltä on saatu tarkempi lahotieto ja pylvään kokotiedot, voidaan myöhemmin siirtyä käyttämään pisteytyksen pohjana kullekin pylväälle laskettua kuormankeston suhteen kriittistä tyvihalkaisijaa.

Kahden lahonauhan pylväälle annettiin pistemääräksi 180, joka itsessään ylittää reilusti vaihtokuntoisuuden 120 pisteen rajan. Yhden nauhan pylväs sai 90 pistettä, joten vasta yhdistettynä muihin vikoihin tällainen pylväs voi olla pistemäärältään vaihtokuntoinen.

Muut vikahavainnot pisteytettiin sen mukaan, kuinka paljon vian arvioitiin vaikuttavan pylvään kykyyn kannatella johdinta ja sähköturvallisuusmääräysten täyttymiseen. Pisteet painotettiin kertoimilla 0 -3 sen mukaan, kuinka kiireelliseksi tarkastaja on arvioinut vian korjauksen. Jos vian vakavuus on arvioitu sellaiseksi, ettei korjaustoimenpiteitä tarvita, kertoimeksi annettiin 0. Kiireellistä korjausta vaativat viat saivat kolminkertaisen pistemäärän.

Kun yksittäisten pylväiden kyky selvitä tehtävästään on määritelty, voidaan johtolähdön kunto puolestaan pisteyttää sen perusteella, kuinka monta vaihtokuntoista pylvästä tai etäisyyspuutehavaintoa sille on merkitty. Kuntoindeksin ja verkkotietojärjestelmän Finder-kyselyn avulla pylväille laskettujen indeksien arvot visualisoitiin väreinä verkkokartalle ja poimittiin huonokuntoiselta vaikuttavat johtolähdöt saneeraustarvevertailuun (Kuva 14).



Kuva 14. Esimerkki kuntoindeksin visualisoinnista. Vaihtokuntoiset pylväät kuntoindeksin perusteella.

Kunterusteisen saneeraustarpeen alarajaksi määriteltiin joko 5 kappaletta tällaisia vikoja johtolähdöllä, tai hyvin lyhyen johtolähdön tapauksessa yhtä monta vikaa kuin sillä on pylväitä. Viittä pienempi määrä huonoja pylväitä ja etäisyysvikoja pidettiin tarkoituksenmukaisempana korjata yksittäisinä pylväänvaihtoina kuin koko johtolähdön saneerauksena, jos johtolähtö on kuormituksen ja oikosulkukestoisuuden puolesta muuten kunnossa. Näin ollen saneeraustarpeen rajaksi määriteltiin myös pelkkin kuntopisteiden osalta 500 pistettä. Tätä alemmatkin pisteet kasvattavat kuormituspisteytyksessä saatua pistemäärää ja nostavat johtolähdön korkeammalle yhteispisteissä.

Koko kuntopisteytys ja sen painokertoimet on esitetty taulukoissa 7 ja 8.

Taulukko 7. Kuntoindeksi pylväille ja ilmajohdoille.

Kuntoindeksi, yksittäiset vaihtokuntoiset pylväät ja etäisyysviat

Pylväs vaihtokuntoinen jos indeksi ≥ 120

			Kertoimet				
		Pisteet (indeksin arvo)	Ei toimenpitei tä	Erityis- tarkkailuun	Huollettava	Korjattava	
	Luokitus						
TAI	Kiipeämiskieltonauhat	1 - nauha	90				
		2 - nauhaa	180				
		Asennettu 1 nauha	90				
		Asennettu 2 nauhaa	180				
	Lahon määrä	20...40 mm	30				
		40...60 mm	60				
		> 60...80 mm	180				
	Harusvaijeri	Ruosteessa	40				
		Poikki / Puuttuu	60				
	Perustus ja tuenta	Kallioraudat irti	40	0	1	2	3
		Pylväs noussut	40	0	1	2	3
	Suoruus	Kallistunut	40	0	1	2	3
	Taipuma	Paljon taipumaa	60	0	1	2	3
Koukkujen kiinnitys	Viallinen	40	0	1	2	3	
Tikankoloja	Paljon	40	0	1	2	3	
Maadoituselektrodin kunto	Poikki	30	0	1	2	3	
Maadoitusjohtimien kunto	Viallinen	30	0	1	2	3	
Muu vika pylväs	Kyllä	40	0	1	2	3	
Etäisyydet, ilmajohto	Riittämättömät	60	0	1	2	3	

Taulukko 8. Johtolähdön kuntopisteytys.

Kuntopisteytys, koko johtolähtö

Saneerauslistalle kunnon takia, jos vaihtokuntoisia ja etäisyysvikoja yhteensä ≥ 5 kpl johtolähdöllä (tai alle 5 pylvään johtolähdöllä kaikki)

		Määrä	Pisteet
Vaihtokuntoisia pylväitä tai etäisyysvikoja, kpl		1	50
		2	100
		3	150
		4	300
		5	500
		6	600
		7	700
		8	800
		jne. 100 pistettä /pylväs	

8.5 Saneerausprojektien priorisointi ja aikataulutus

Kunnon tai kuormitus tilanteen takia listalle nostetut johtolähdöt järjestettiin keskenään yhteispisteiden mukaiseen kiireellisyysjärjestykseen. Listassa huomioitiin myös muuntopiiriä syöttävän kj-verkon tilanne tavoiteverkon ja muun kunnallistekniikan rakentamisen näkökulmista. Näitä tietoja ei enää pisteytetty, vaan ne kerättiin omiin sarakkeisiinsa, jotta ne voitaisiin huomioida saneerausprojektien aikatauluttamisessa. Näin ollen sellaiset listalle nousseet saneerauskohteet, jotka liittyvät lähivuosina kaa-peloitavaan kj-verkon osaan tai jotka sijaitsevat tulevien kunnallistekniikan rakennuskohteiden alueilla, voidaan aikatauluttaa mahdollisuuksien mukaan muiden alueen projektien aikataulun mukaisesti. Järjestetty johtolähtöjen saneerauslista on esitetty liitteessä 1.

8.5.1 Tavoiteverkkotarkastelu

Saneerauslistan järjestämisen jälkeen tutkittiin jokaisen listalla olevan johtolähdön tila ESU:n tavoiteverkkosuunnitelmassa. Jokaiselle pisteitä saaneelle muuntopiirille ja johtolähdölle kirjattiin sitä syöttävän kj-johdon tavoiteverkon mukainen tila. Pj-verkon saneeraussuunnittelun kannalta kiinnostavat tiedot olivat se, jääkö kj-johto ilmaan vai onko sen maakaapeloinnille määritelty toteuttamisaikataulu, sekä muuntamon sijainnin mahdollinen muutos tulevaisuudessa.

Jos mahdollista, pj-verkon saneeraus toteutetaan samassa yhteydessä kj-verkon maakaapeloinnin kanssa, koska tällöin voidaan suunnitella kokonaisuus kerralla hyvin ja hyödyntää yhteisiä kaapeliojia. Jos pj-verkon pisteet ovat korkeat, mutta kj-verkon maakaapelointi on suunniteltu pitkälle tulevaisuuteen, ovat vaihtoehtoina pj-verkon korjaus pienimmillä mahdollisilla toimenpiteillä sellaiseen kuntoon, että sitä voidaan käyttää kj-verkon saneeraamiseen saakka, tai tavoiteverkkosuunnitelman aikataulun muuttaminen.

8.5.2 Muu kunnallistekniikka

Muita ESU:n verkkoalueella toimivia, verkostokaivutöitä tekeviä toimijoita ovat Keravan Energian kaukolämpöliiketoiminta, kunnalliset vesilaitokset sekä teleoperaattorit. Tällä hetkellä tieto muiden tahojen kaivutöistä on hajallaan eri tahoilla, mikä hankaloittaa yhteistyötä ja kaivutöiden koordinoitua. Keravan Energia -yhtiöiden sisällä tietoa kaivusuunnitelmasta jaetaan melko sujuvasti ja Sipoon kunnan verkkosivuilta on saatavissa kunnan vesi- ja viemäriverkon rakennussuunnitelmia karttamuodossa [60]. Muilta tahoilta tietoa saadaan lähinnä erikseen kyselemällä. Kaivusuunnitelmia ei jaeta suunnitelmallisesti, vaan projekteista sovitaan useimmiten tapauskohtaisesti ja yksitellen. [58]

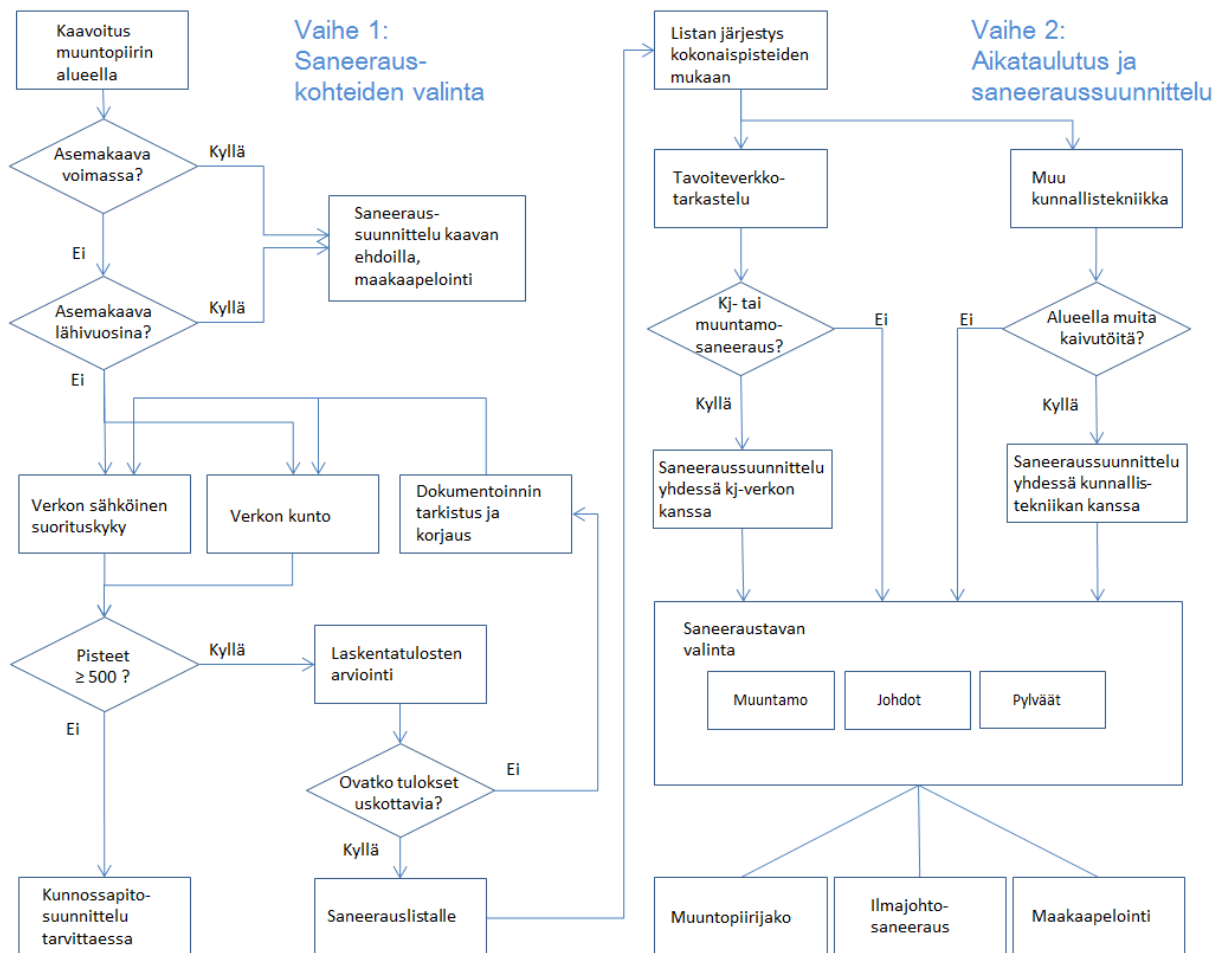
Pisteytystaulukkoon luotiin omat sarakkeensa tiedoille muun verkostorakentamisen mahdollisista aikatauluista, jotta ne saataisiin paremmin huomioitua verkoston saneerausprojektien aikataulutuksessa. Taulukkoon kirjataan kunkin saneeraustarpeessa olevan muuntopiirin tai johtolähdön alueella tiedossa olevat kaivusuunnitelmat ja niiden arvioitu aikataulu. Tietojen keräämistä tulisi kehittää järjestelmällisemmäksi ja edistää esimerkiksi kunnallisen, karttapohjaisen kaivutietokannan käyttöön-ottoa.

9 Tulokset

Työn tuloksena saatiin rakennettua pj-verkon kuormitus- ja kuntopisteytysmenetelmä ja ESU:n pienjännitesaneerausprojektien valintaa ja aikataulutusta tukeva päätöksentekotyökalu. Tässä luvussa esitellään pj-saneerauspäätöksen prosessi ja miten kehitetty menetelmä liitetään prosessin osaksi. Lopuksi esitetään kolmen esimerkkimuunto- piirin johtolähtöjen pisteytys ja arvioidaan tuloksia.

9.1 Verkkotietoa hyödyntävä päätöksentekomalli

Kuvassa 15 on esitetty yhteenveto koko pienjänniteverkon saneeraussuunnittelun päätöksentekoprosessista, johon on sisällytetty johtolähtöjen pisteytysjärjestelmä.



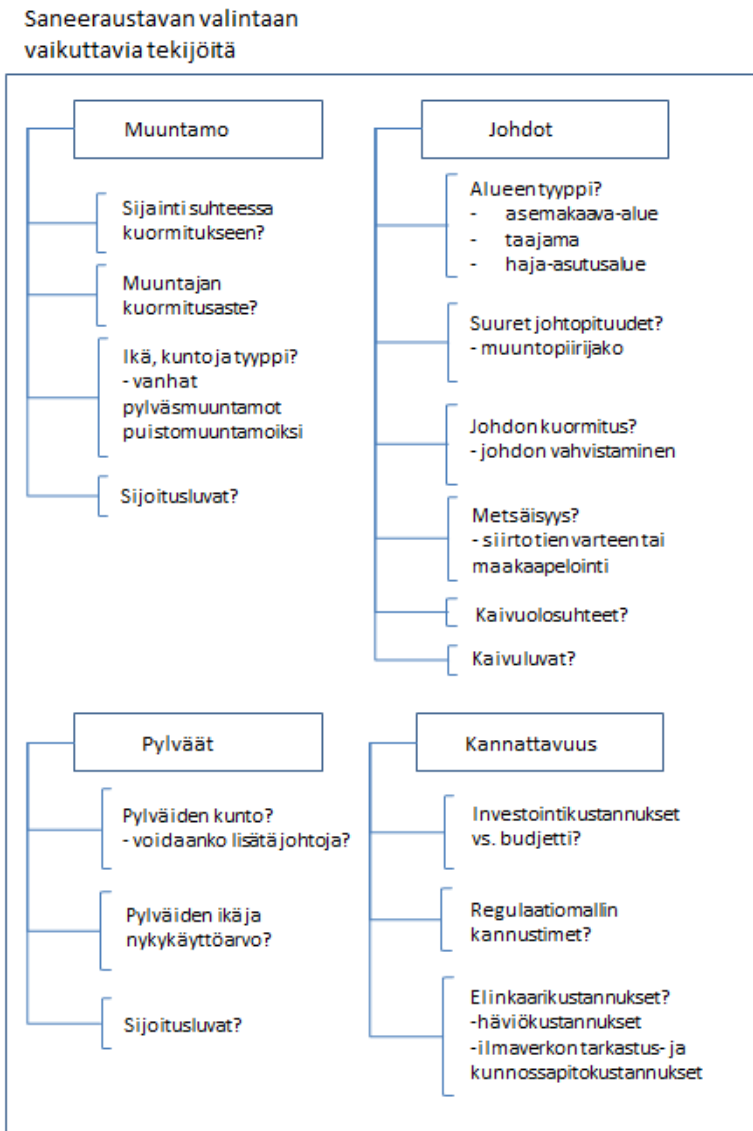
Kuva 15. ESU:n pienjänniteverkon saneeraussuunnittelun työvaiheet.

Saneeraussuunnittelu alkaa kohteiden valinnasta, joka suoritetaan verkkotietojärjestelmän Analyysi-työkalun ja Finder-kyselyiden avulla. Tehonjako- ja oikosulkulaskennan tulokset sekä kuntoindeksit lasketaan ja haetaan kartalle. Huonokuntoiset muuntopiirit poimitaan pisteytettäväiksi. Tarkasteluun otetaan myös ne kohteet, joiden alueella on valmisteilla asemakaava. Jos pisteytystyökalu saadaan myöhemmin rakennettua verkkotietojärjestelmään, voidaan koko verkkoalueen pienjännitemuuntopiirit laskea esimerkiksi vuosittain läpi, jolloin suunnittelulla on jatkuvasti ajan tasalla oleva tilannekuva pj-verkon saneeraustarpeesta.

Kun johtolähdöille on laskettu pisteet, täytyy tulosten uskottavuutta arvioida. Jos tuloksissa on nähtävissä epäluotettavilta vaikuttavia arvoja, kuten hyvin korkeita johtojen kuormitusasteita, saattaa kyseessä olla esimerkiksi virhe verkon dokumentoinnissa. Tällaiset kohteet on käytävä tarkistamassa maastossa ja mahdollisesti tarkistusmitattava, minkä jälkeen niille on laskettava uudet tulokset ja pisteet. Dokumentointi kannattaa tarkistaa myös esimerkiksi sellaisissa kohteissa, joissa tapahtuu toistuvia sulakepaloja vaikka laskenta ei osoita ylikuormitusta.

Yhteispisteissä alle 500 pistettä saaneet kohteet jäävät saneerausrajan alapuolelle ja ne siirretään tarvittaessa kunnossapitosuunnitteluun. 500 tai sitä enemmän pisteitä saaneet johtolähdöt järjestetään kokonaispistemäärän mukaiseen järjestykseen ja kirjataan niille tiedot syöttävän kj-verkon tavoiteverkkotilanteesta, kaavoitusaikataulusta ja alueen muun kunnallistekniikan rakennustilanteesta. Näiden tietojen perusteella voidaan määritellä johtolähdölle sopiva saneerausajankohta.

Lopullinen saneeraustavan valinta tehdään verkosto- ja maastosuunnittelussa perustuen verkonosien kuntoon, iän perusteella laskettavaan nykykäyttöarvoon, verkon rakenteen tarkoituksenmukaisuuteen suhteessa kuormitukseen, ympäristötekijöihin kuten metsäisyyteen ja kaivuolosuhteisiin sekä saatavissa oleviin kaivu- ja sijoituslupiin ja yhtiön suunnittelulinjauksiin. Kuvassa 16 on hahmoteltu saneeraustavan valintaan vaikuttavia lukuisia tekijöitä, joista riippuen saneeraus voidaan toteuttaa maakaapeloimalla, ilmajohdon vahvistamisella tai vaihtamisella vanhoihin tai uusiin pylväisiin, muuntopiirijaolla tai näiden yhdistelmällä. Tarkempi kohdekohtainen suunnittelu ja kannattavuuslaskenta ovat hyvin tapauskohtaisia ja ne jätetään tämän työn rajauksen ulkopuolelle.



Kuva 16. Saneeraustapaan vaikuttavia tekijöitä ja saneerausvaihtoehdot pienjänniteverkossa.

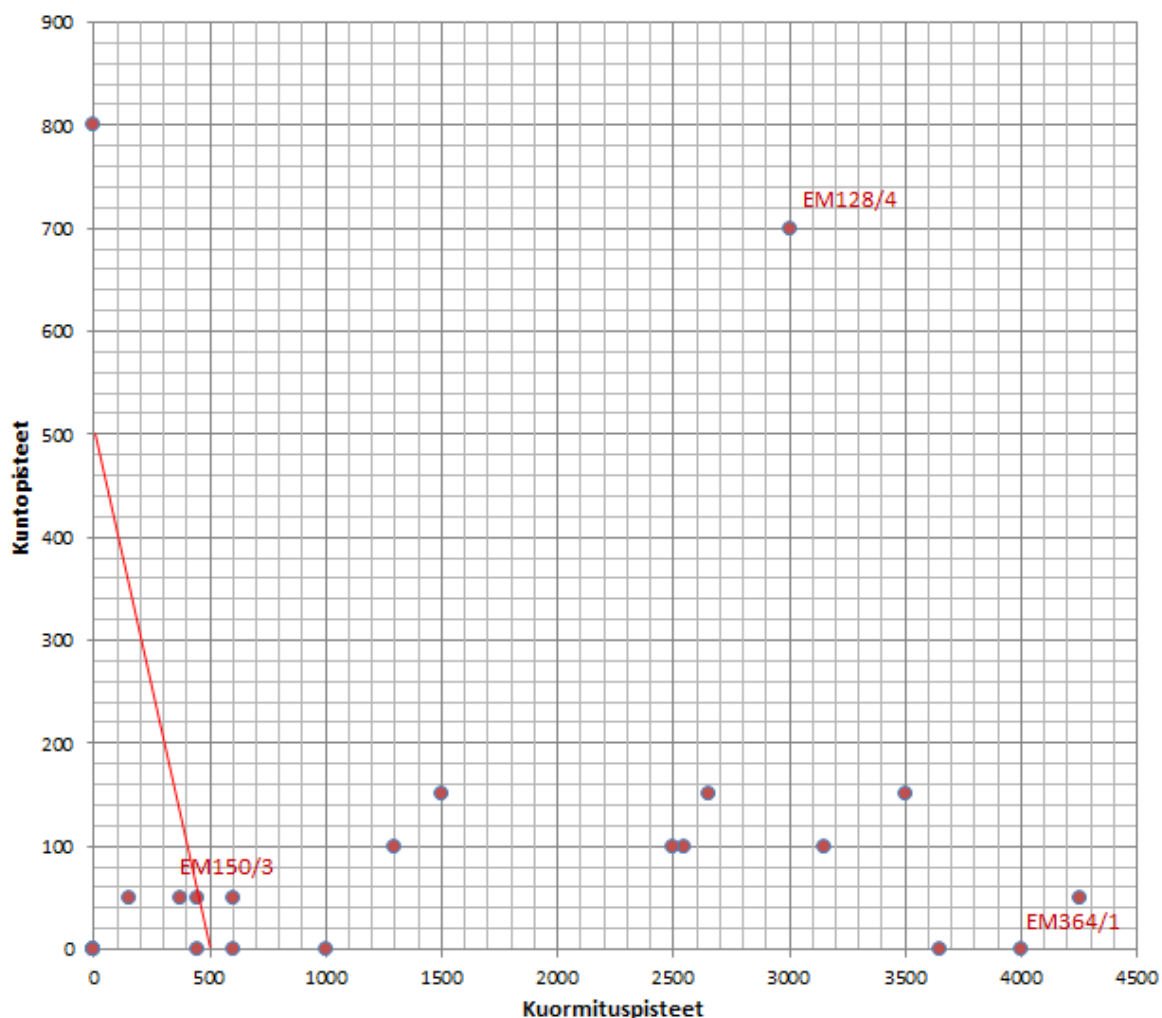
9.2 Esimerkkikohteiden pisteytys

Esimerkkikohteiksi valittiin seitsemän erilaista muuntopiiriä, joille jokaiselle laskettiin AMR-datan lämpötilakorjauskerroin ja niiden avulla johtolähtöjen kuormituspisteytykset. Kuntohavaintojen perusteella laskettiin pylväille ja johdoille kuntoindeksit ja niiden perusteella kuntopisteytykset. Tiedot alueiden kaavoituksesta, syöttävän kiverkon tilasta tavoiteverkossa sekä muun kunnallistekniikan kaivusuunnitelmista haettiin ja kirjattiin ylös.

Tuloksena saatiin järjestetty lista (Liite 1), jossa yhteensä 500 tai enemmän pisteitä saaneet kohteet katsottiin saneeraussuunnittelua vaativiksi. Alle 500, mutta enemmän kuin 0 pistettä saaneiden johtolähtöjen kuormituksen kasvuvara tutkittiin lisäämällä niihin yhtiön suunnittelulinjan mukainen 3x35 A:n pääsulakekoon liittymä, jon-

ka vuosienergia on 18 000 kWh. Tämän jälkeen ne pisteytettiin uudestaan ja tutkittiin, onko kuormituksen kasvattaminen mahdollista ilman verkon vahvistamista.

Kuvassa 17 on esitetty esimerkkikohteiden pisteiden jakautuminen kunnon ja kuormituksen suhteen. Kuvasta voidaan havaita, että suurin osa pisteistä on saatu tehonjako- ja oikosulkulaskennassa havaittujen puutteiden takia. Pelkän kunnon perusteella saneeraustarpeessa olevia kohteita on huomattavasti vähemmän, vaikka pylväiden keski-ikä onkin monessa kohteessa korkea ja yleiskunto heikentynyt. Tämä on tarkoituksenmukaista, koska sähköisesti hyvin toimivaa verkkoa ei haluta saneerata pylväiden huonon kunnon takia ennen kuin koko linjan pylväät ovat vaihtokuntoisia. Sitä ennen linjaa on kannattavampaa korjata paikoillaan vaihtamalla tarpeen mukaan yksittäisiä pylväitä. Kuitenkin huonokuntoiset pylväät nostavat tässä pisteytysjärjestelmässä sähköisten puutteiden vuoksi listalle noussutta johtolähtöä kiireellisyysjärjestyksessä ylemmäs.

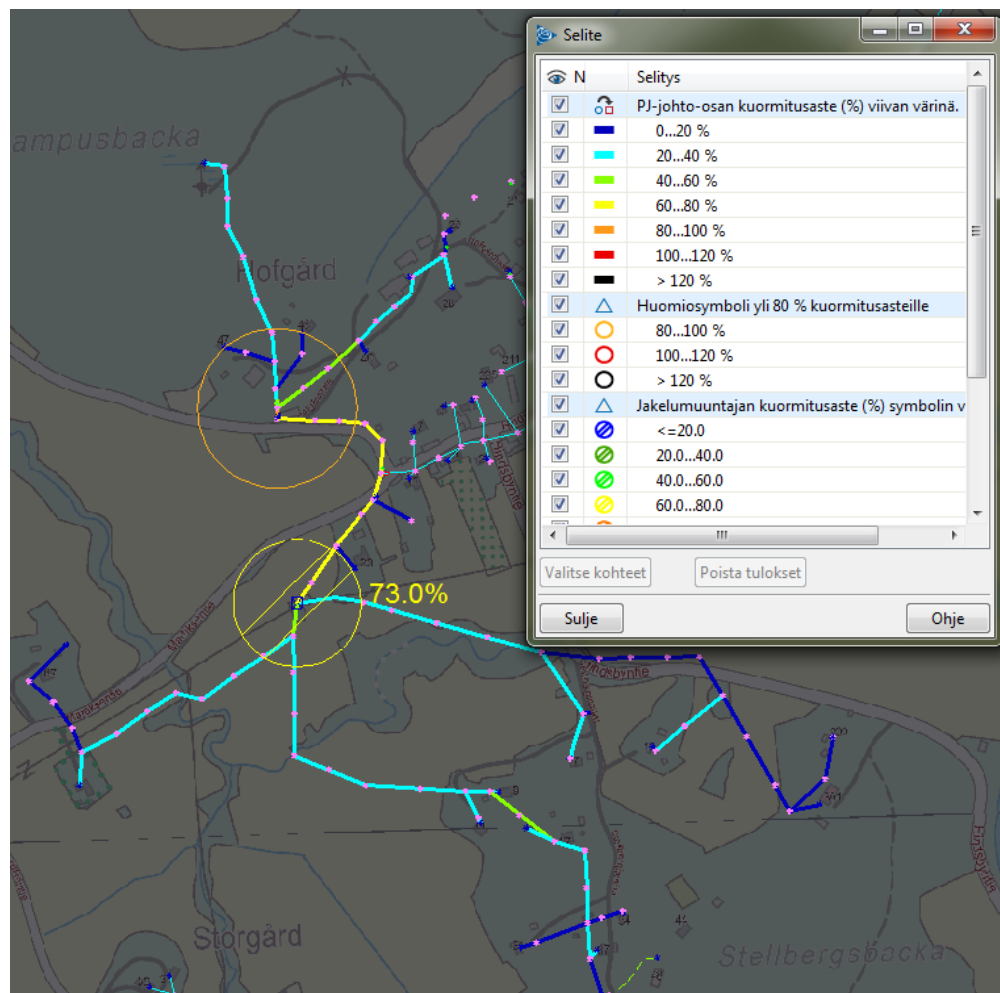


Kuva 17. Esimerkkijohtolähtöjä kunto- ja kuormituspisteiden mukaan luokiteltuina. Viivan oikealle puolelle jäävät kohteet vaativat saneeraustoimenpiteitä nykyisen kuormitus- ja kuntotilanteen perusteella. Viivan vasemmalle puolelle jäävien kohteiden saneeraustarpeen kehitystä on tarkasteltava kunnon ja kuormituksen kannalta seuraavan viiden vuoden aikajänteellä.

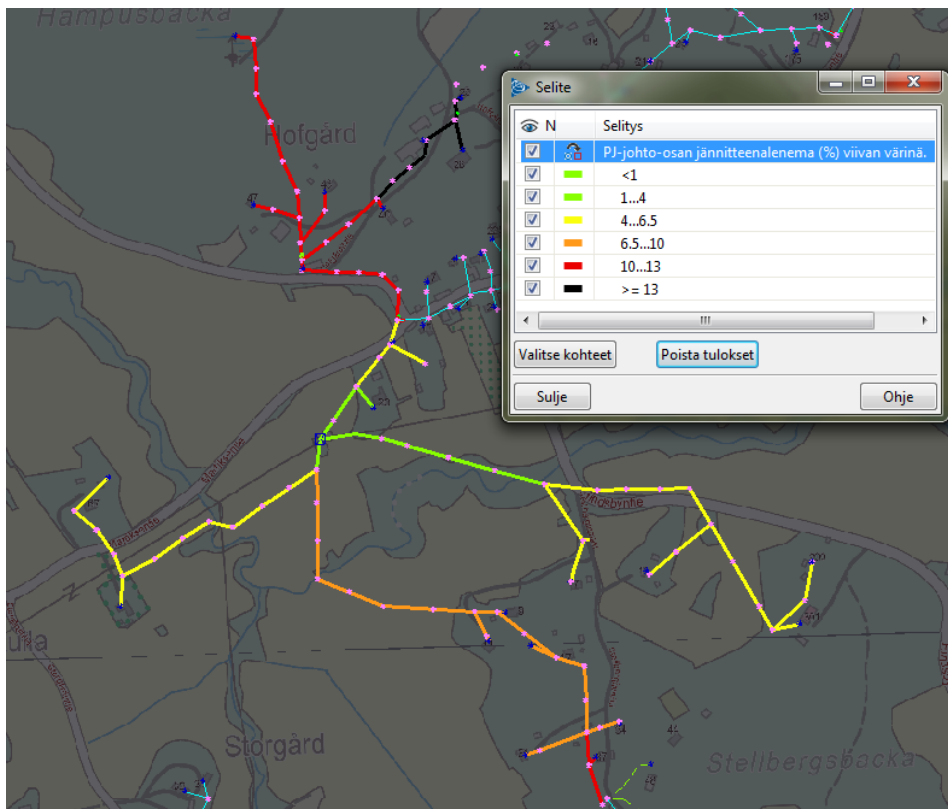
9.2.1 Muuntopiiri EM128

Muuntopiiri EM128 sijaitsee Keski-Sipoossa ja se on suurimmaksi osaksi vanhaa ilmajohdoverkkoa. Alue on vahvistetussa yleiskaavassa (Sipoon yleiskaava 2025) haja-asutus- ja kyläalueeksi, eikä sille ole voimassa tai valmistelussa olevaa asemakaavaa.

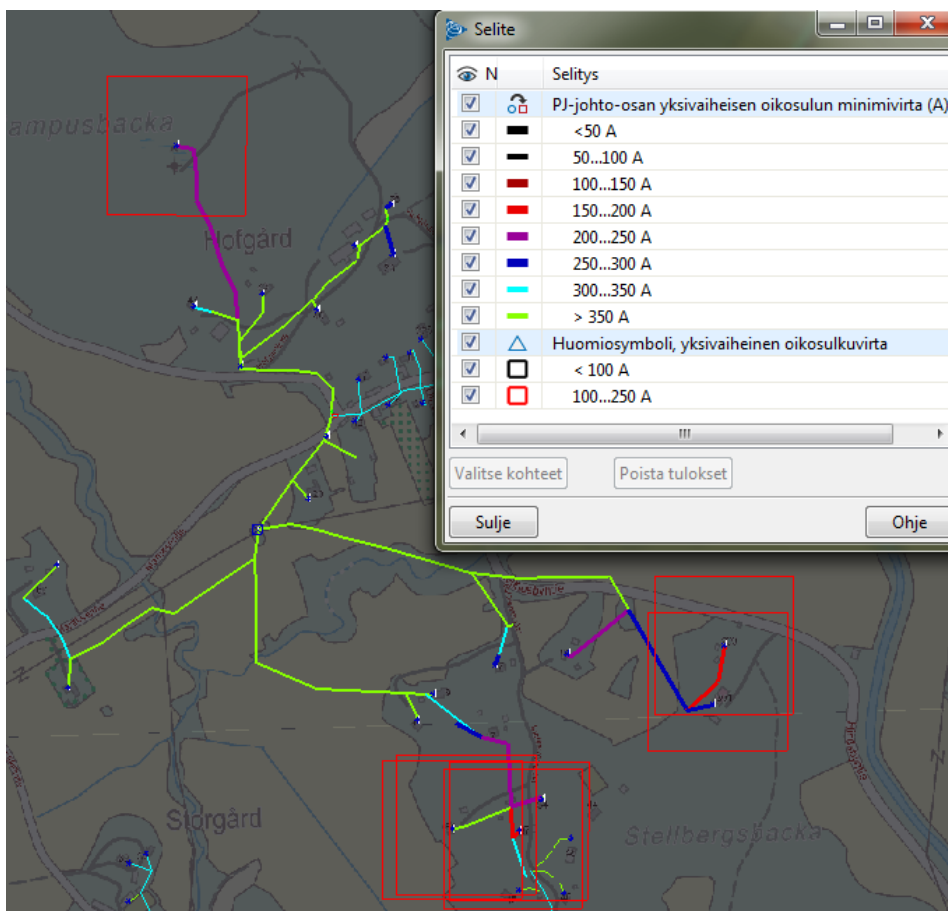
Kuvissa 18 - 22 on esitetty muuntopiirin kuormitus- ja kuntotilanne Trimble NIS –kyselyjen ja visualisointien avulla.



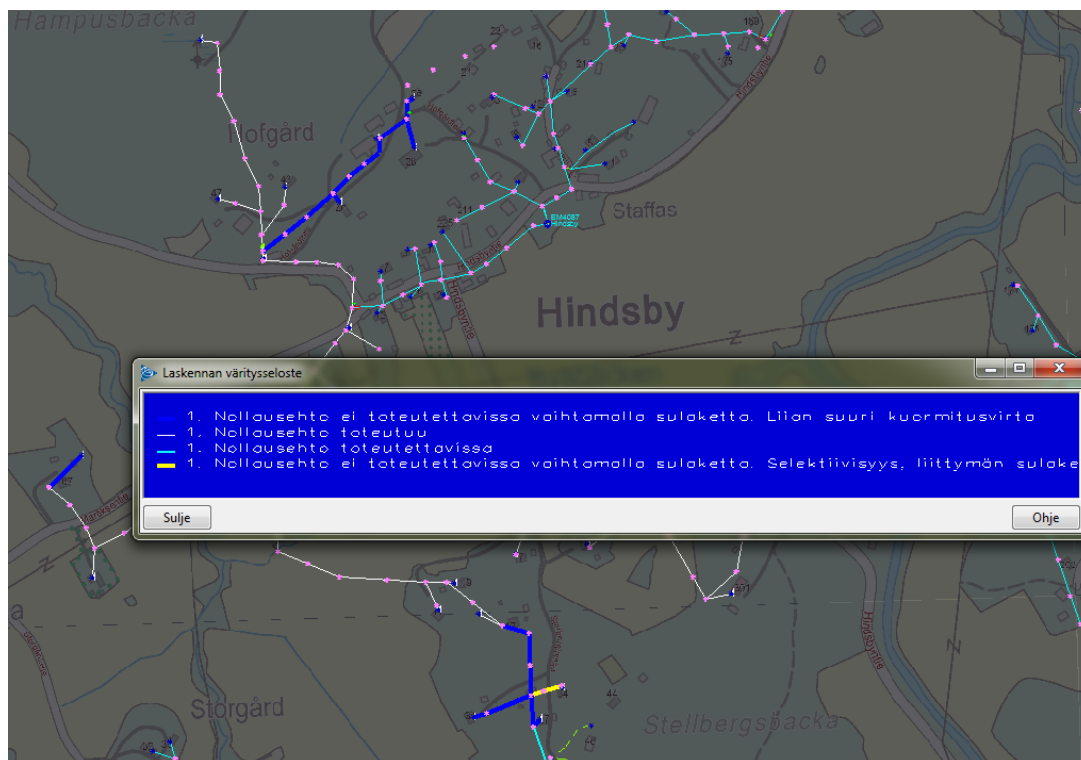
Kuva 18. Johtojen ja muuntajan suurimmat kuormitusasteet, EM128.



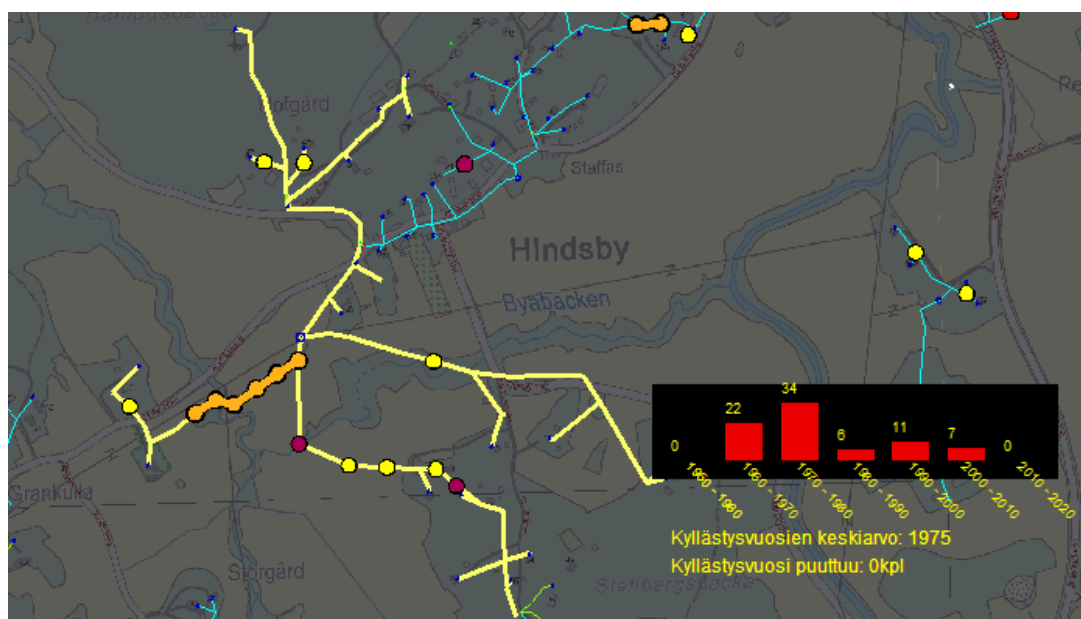
Kuva 19. Suurimmat jännitteenalenumat, EM128.



Kuva 20. Pienimmät yksivaiheisen oikosulkuvirran arvot, EM128.



Kuva 21. Toteutumattomat 1. nollausehdot, jotka eivät ole korjattavissa sulakkeenvaihdolla, EM128.



Kuva 22. Kuntoindeksit ja pylvaiden ikätiedot, EM128.

Tehonjako- ja oikosulkulaskennan tuloksia tarkasteltaessa havaittiin lähdöissä 2 ja 4 liian suuret jännitteenalenemat, liian pienet yksivaiheiset oikosulkuvirrat ja toteutumattomia 1. nollausehtoja useissa liittymispisteissä. Suuria, yli 50 MWh:a vuodessa kuluttavia asiakkaita on lähdöllä 2 kaksi kappaletta, kun taas lähdöllä 4 kaikkien asiakkaiden kulutus jää alle 50 MWh:n. Suurin kuormitusaste lähdöllä 2 on yksittäisellä johtoalkiolla lähellä 100 %:a, mutta ei ylitä sitä. Suuresta kuormituksesta johtolähtö saa kuitenkin 150 lisäpistettä. Lähdössä 3 ei tässä tarkastelussa havaittu muuta vikaa kuin liian pieni yksivaiheinen oikosulkuvirta. Näiden pisteiden kertoimeksi tulee 2, koska ongelma koskee viittä alle 50 MWh:n asiakasta. Muuntopiirin kaikki johtolähdöt ylittävät saneeraustarpeen rajan, joten saneeraussuunnittelu kannattaa tehdä samalla kertaa koko muuntopiirille. Muuntopiirin kuormituspisteytys nähdään taulukossa 9.

Taulukko 9. Kuormituspisteet, EM128

Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointiaste	K-aste/% - Suurin kuormitusaste > 80 %		Uh/% - Loppusolmun suurin jännitteenalenema > 6,5 %			Ik1min/A - Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta liittymässä < 350 A			Toteutumaton 1. nollausehto runkojohdolla tai liittymässä. Ei korjattavissa sulakkeen vaihdolla.			Kuormitus pisteet yht.
				Huonoin arvo	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	1 = TOSI	Kerroin	Pisteet	
EM128	2	1360	0,06	95,9	150	14,0	2	1500	195,9	2	1000	1	2	1000	3650
EM128	3	1155	0,00	37,9	0	6,1	0	0	182,4	2	1000	0	0	0	1000
EM128	4	1550	0,02	52,1	0	10,5	2	1000	170,7	2	1000	1	2	1000	3000

Kuntotarkastelussa löydettiin lähdöltä 4 kaksi lahoasteen perusteella vaihtokuntoista pylvästä ja viiden jännevälin mitalta liian lähellä maata sijaitseva johto (taulukko 10). Näiden puutteiden perusteella johtolähdölle annettiin 700 pistettä, mikä nostaa lähdön 4 tämän muuntopiirin kiireellisimmäksi saneerattavaksi. Muissa johtolähdöissä ei havaittu välittömiä pylväänvaihtotarpeita. Kuntopisteet on esitetty taulukossa 10.

Taulukko 10. Kuntopisteet, EM128

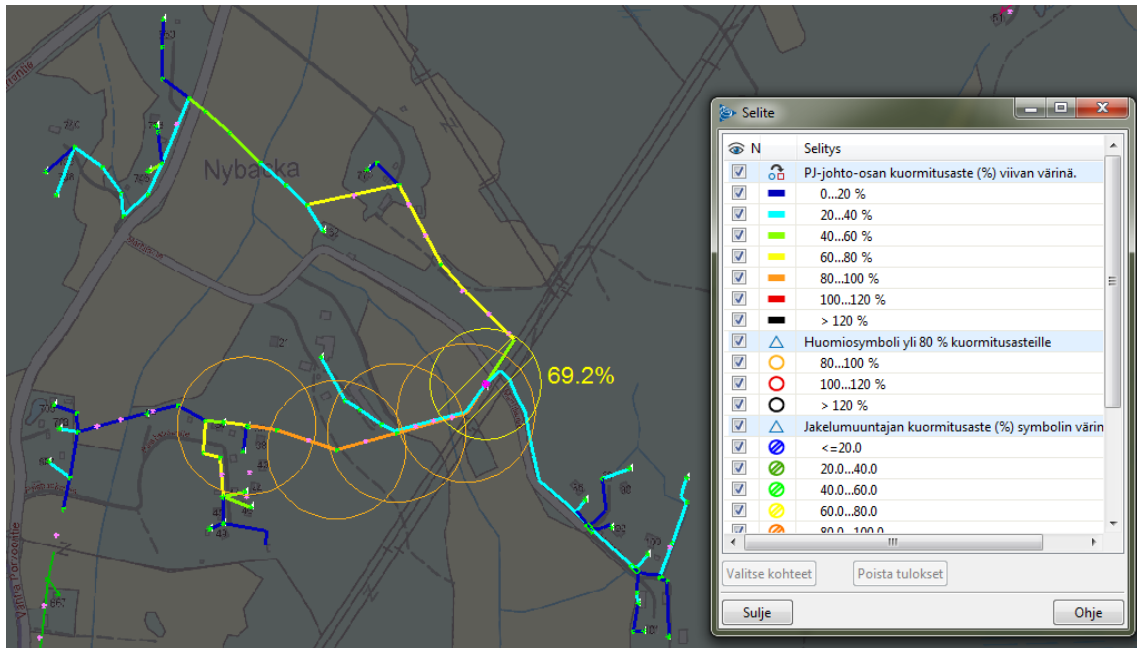
Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointiaste	Kuntopisteet			
				Huonot pylväät	Kaikki pylväät	Etäisyydet	Pisteet
EM128	2	1360	0,06	0	29	0	0
EM128	3	1155	0,00	0	19	0	0
EM128	4	1550	0,02	2	30	5	700

Kj-verkon tavoiteverkkosuunnitelmassa tätä muuntopiiriä syöttävä kj-johto on jäämässä ilmajohdoksi. Vanha ja huonokuntoinen puistomuuntamo on kuitenkin suunniteltu saneerattavaksi entiselle paikalleen vuonna 2015, joten samassa yhteydessä kannattaa suunnitella koko muuntopiirin parannustyöt.

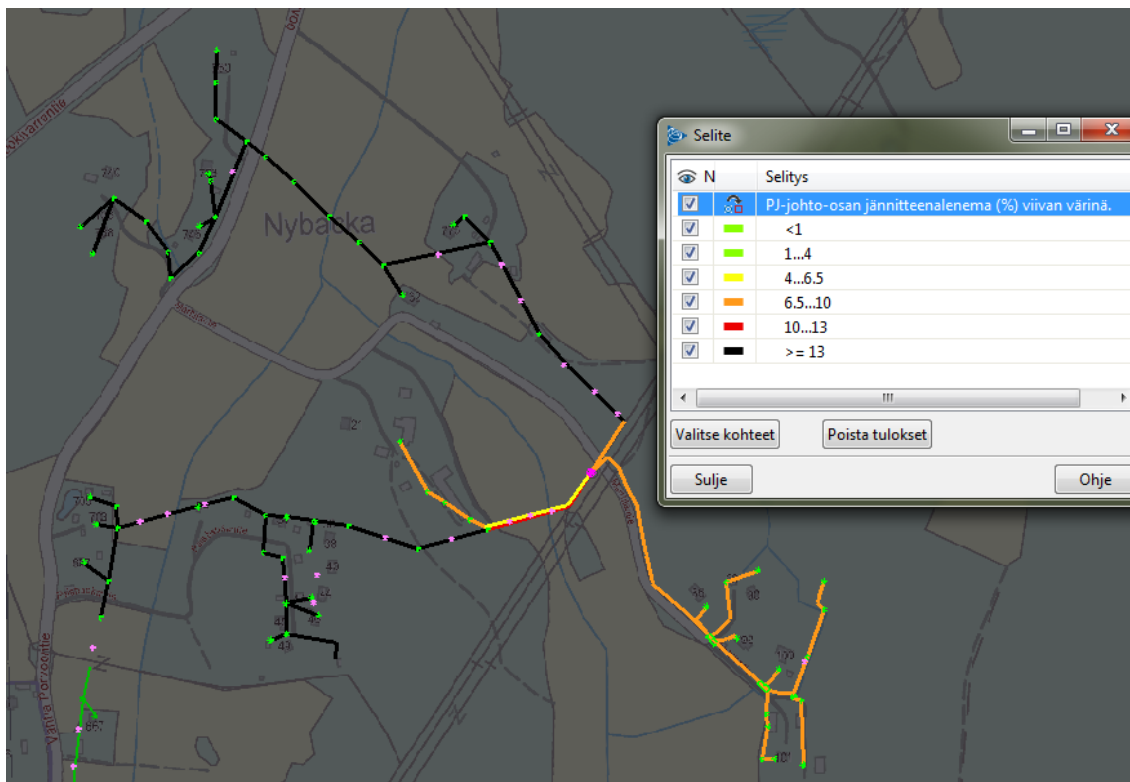
9.2.2 Muuntopiiri EM364

Muuntopiiri EM364 sijaitsee Länsi-Sipoossa lähellä Vantaan rajaa. Yleiskaavassa alue on merkitty haja-asutusalueeksi. Muuntopiirin neljästä johtolähdöstä yksi on suurimmaksi osaksi maakaapeloitu, muut lähdöt ovat ilmajohtoa. Verkon vanhimmat komponentit ovat 1950-luvulta, mutta huonokuntoisia pylväitä on uusittu vähitellen, joten tällä hetkellä muuntopiirin pylväiden ikä ja kunto vaihtelevat vanhoista ja huonokuntoisista uusiin ja hyväkuntoisiin. Osasta pylväitä ikätiedot puuttuvat kokonaan.

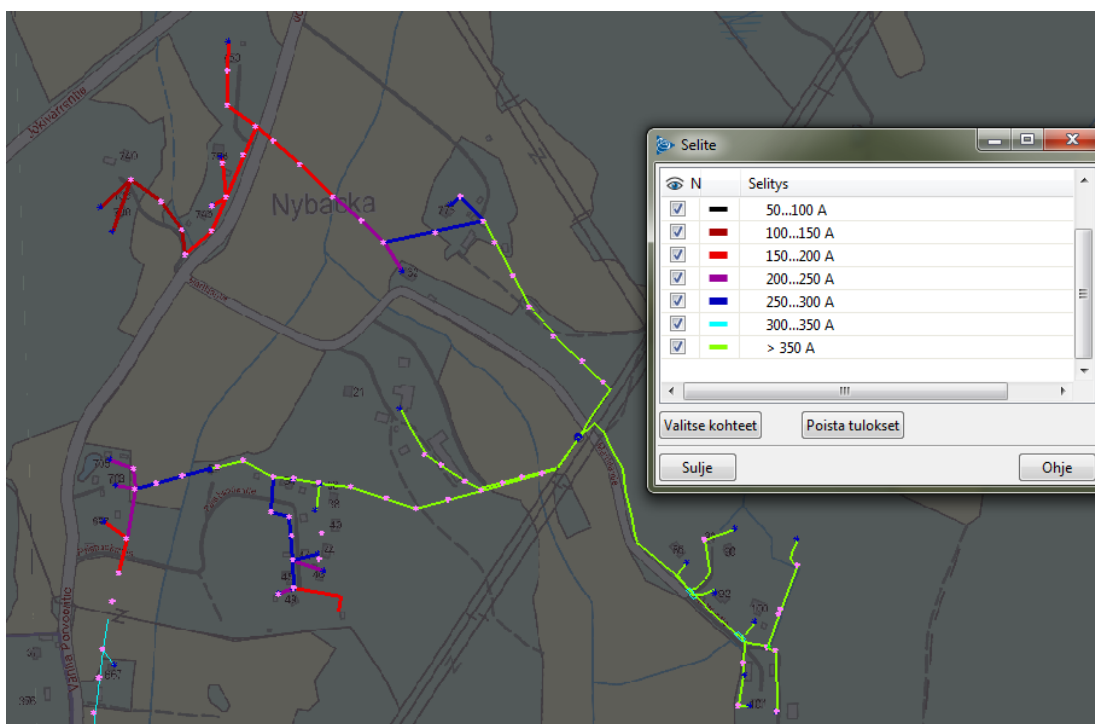
Kuvissa 23 - 27 esitetään muuntopiirin sähköinen ja mekaaninen kunto verkkotietojärjestelmän visualisointityökalujen avulla.



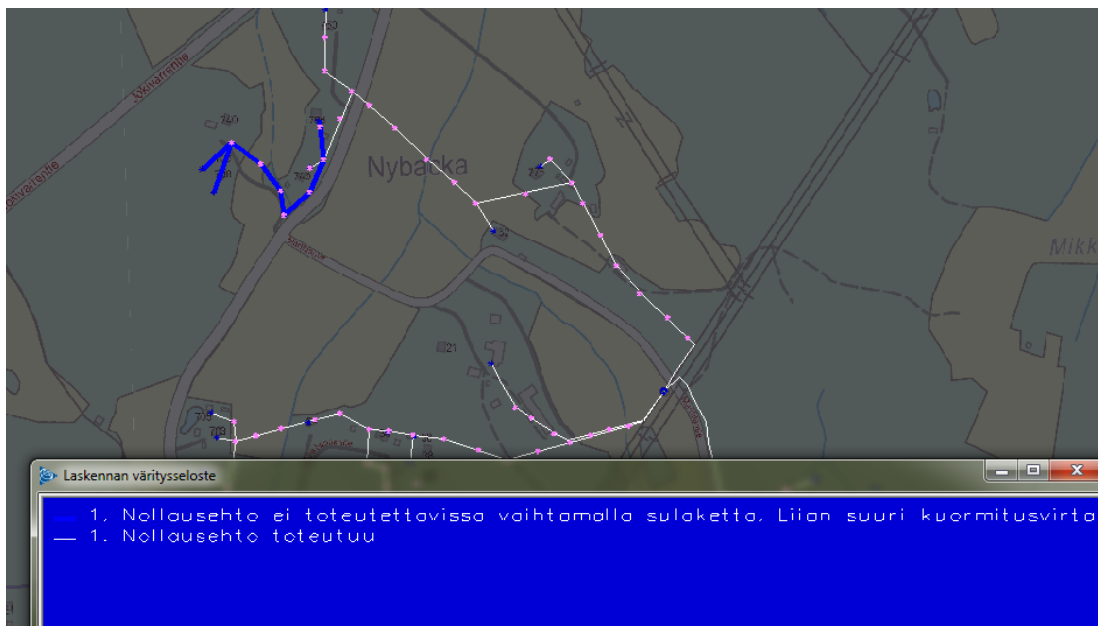
Kuva 23. Johtojen ja muuntajan suurimmat kuormitusasteet, EM364.



Kuva 24. Suurimmat jännitteenalennemat, EM364.



Kuva 25. Pienimmät yksivaiheisen oikosulkuvirran arvot, EM364.



Kuva 26. Toteutumaton 1. nollausehto, joka ei ole korjattavissa sulakkeenvaihdolla, EM364.



Kuva 27. Kuntoindeksit ja pylväiden ikätiedot, EM364.

Tämän muuntopiirin laskentatulokset osoittivat niin suuria puutteita lähtöjen 1 ja 3 jännitetasoissa, että johtojen ja kytkentöjen dokumentoinnin oikeellisuus on tarkistettava paikan päällä ja jännitteet mitattava. Koska jännitteet ovat matalia myös muissa lähdöissä, kannattaa myös muuntamon todellinen syöttöjännite tarkistaa. Suurimmat kuormitusasteet olivat kaikilla johtolähdöillä alle 100 %, mutta lähdöllä 3 ylittyi 90 %:n raja.

Yksivaiheisen oikosulkuvirran minimiarvot jäivät lähdöillä 1 ja 3 myös liian pieniksi ja lähdöllä 1 todettiin toteutumaton 1. nollausehto kolmessa alle 50 MWh:a vuodessa kuluttavassa liittymässä. Näin ollen saneerauslistalle päätyivät kuormituspisteiden perusteella lähdöt 1 ja 3. Lähtöjen 2 ja 4 pisteet jäivät nollan ja viidensadan pisteen väliin, joten niiden kuormituksen kasvuvuara on tarkistettava lisäämällä niille verkkotietojärjestelmässä kuormaa ja laskemalla pisteet uudestaan. Taulukossa 11 on johtolähtöjen pistetilanne ennen kuorman kasvattamista uudella, 3x35 A:n pääsulakkeen ja 18 MWh vuodessa kuluttavalla liittymällä. Taulukossa 12 nähdään tilanne asiakkaan lisäämisen jälkeen.

Taulukko 11. Kuormituspisteet nykytilanteessa, EM364.

Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointilaste	K-aste/% - Suurin kuormitusaste > 80 %		Uh/% - Loppusolmun suurin jännitteenalennema > 6,5 %			Ik1min/A - Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta liittymässä < 350 A			Toteutumaton 1. nollausehto runkojohdolla tai liittymässä. Ei korjattavissa sulakkeen vaihdolla.			Kuormitus pisteet yht.	Huomautus
				Huonoin arvo	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	1 = TOSI	Kerroin	Pisteet		
EM364	1	1486	0	78,2	0	25,59	2	1500	119,1	3	1500	1	2	1000	4000	Avojohtoa 129 m
EM364	2	1022	0,72	30,8	0	9,98	3	450	432,3	0	0	0	0	0	450	
EM364	3	1255	0,05	93,2	150	21,79	2	1500	189,6	3	1500	0	0	0	3150	Avojohtoa 307 m
EM364	4	309	0	28,5	0	7,56	1	150	495,2	0	0	0	0	0	150	

Taulukko 12. Kuormituspisteet, kun lähtöihin 2 ja 4 on lisätty uudet sähkölämmitysasiakkaat, EM364.

Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointilaste	K-aste/% - Suurin kuormitusaste > 80 %		Uh/% - Loppusolmun suurin jännitteenalennema > 6,5 %			Ik1min/A - Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta liittymässä < 350 A			Toteutumaton 1. nollausehto runkojohdolla tai liittymässä. Ei korjattavissa sulakkeen vaihdolla.			Kuormitus pisteet yht.	Huomautus
				Huonoin arvo	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	1 = TOSI	Kerroin	Pisteet		
EM364	1	1486	0	78,2	0	25,59	2	1500	119,1	3	1500	1	2	1000	4000	Avojohtoa 129 m
EM364	2	1022	0,72	35,5	0	10,90	2	1000	432,3	0	0	0	0	0	1000	
EM364	3	1255	0,05	93,2	150	21,79	2	1500	189,6	3	1500	0	0	0	3150	Avojohtoa 307 m
EM364	4	309	0	28,6	0	7,83	1	150	495,2	0	0	0	0	0	150	

18 MWh:n sähkölämmitysasiakkaan lisäämisen jälkeen lähdöllä 2 ylittyi 10 % jännitteenalenneman raja, jolloin lähtö nousee saneerauslistalle 1000 pisteellä. Tämä tarkoittaa, että yhdenkin sähkölämmitteisen omakotitalon lisärakentaminen aiheuttaisi lähdöllä vähintään johdon vahvistamisen tarpeen. Lähdön 4 pisteet sen sijaan pysyivät kuormituksen lisäämisen jälkeenkin ennallaan ja näin ollen kuormituksen kasvuvuara tällä lähdöllä on riittävä lähivuosien aikana.

Kuntotarkastelussa muuntopiiristä löytyi kaksi kappaletta kuntoindeksiltään yli 120 pisteen vaihtokuntoista pylvästä, joista toinen on yhteinen lähdöille 3 ja 4 (Taulukko 13). Lisäksi lähdössä 3 on kuusi kappaletta pylväitä, joiden kuntoindeksin arvo sijoittuu vaihtokuntoisuutta edeltävään pisteluokkaan 100 - 119 pistettä. Vaikka pylväiden kunnan huonontumisen etenemistä ei voida käytettävissä olevilla tiedoilla tarkasti ennustaa, voidaan olettaa, että osa näistä pylväistä tulee lähivuosina vaihdettavaksi. Tämä kannattaa myös huomioida saneerausikataulua päätettäessä.

Taulukko 13. Kuntopisteet, EM364.

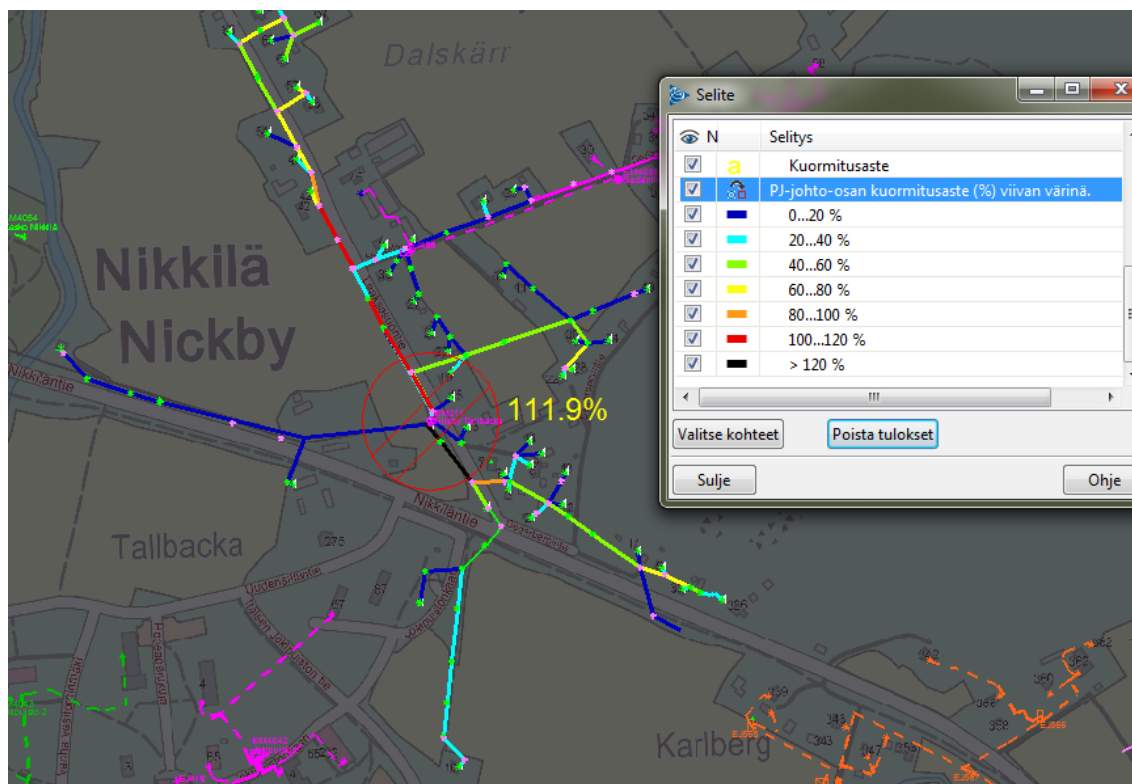
Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointiaste	Kuntopisteet			
				Huonot pylväät	Kaikki pylväät	Etäisyydet	Pisteet
EM364	1	1486	0	0	26	0	0
EM364	2	1022	0,72	0	8	0	0
EM364	3	1255	0,05	2	30	0	100
EM364	4	309	0	1	7	0	50

Tavoiteverkkosuunnitelmassa tätä muuntopiiriä syöttävä kj-linja on ajateltu maa-kaapeloitavan vuonna 2024 eri reitille kuin nykyinen ilmajohto, jolloin myös muuntamo siirtyisi toiseen paikkaan. Näin korkeat kuormituspisteet saaneet johtolähdöt eivät voi nykyisessä kunnossaan odottaa sinne saakka, joten jos dokumentoinnin tarkistuksen jälkeen johtolähtöjen jännitteenalenema on edelleen huonolla tasolla, täytyy tavoiteverkon toteutusta ja aikataulua tarkastella tältä osin uudelleen tai tehdä pj-verkkoon väliaikaisia vahvistuksia.

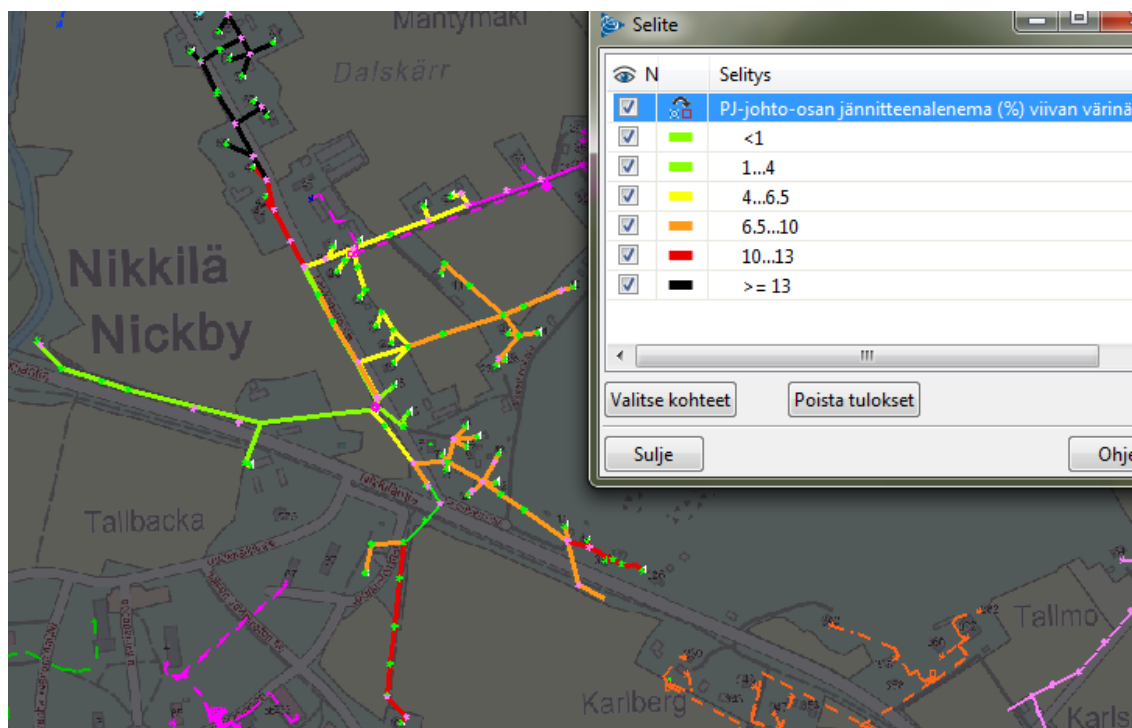
Muita, saneeraus aikatauluun vaikuttavia kaivu- tai rakennustöitä alueelle ei ole tiedossa.

9.2.3 Muuntopiiri EM211

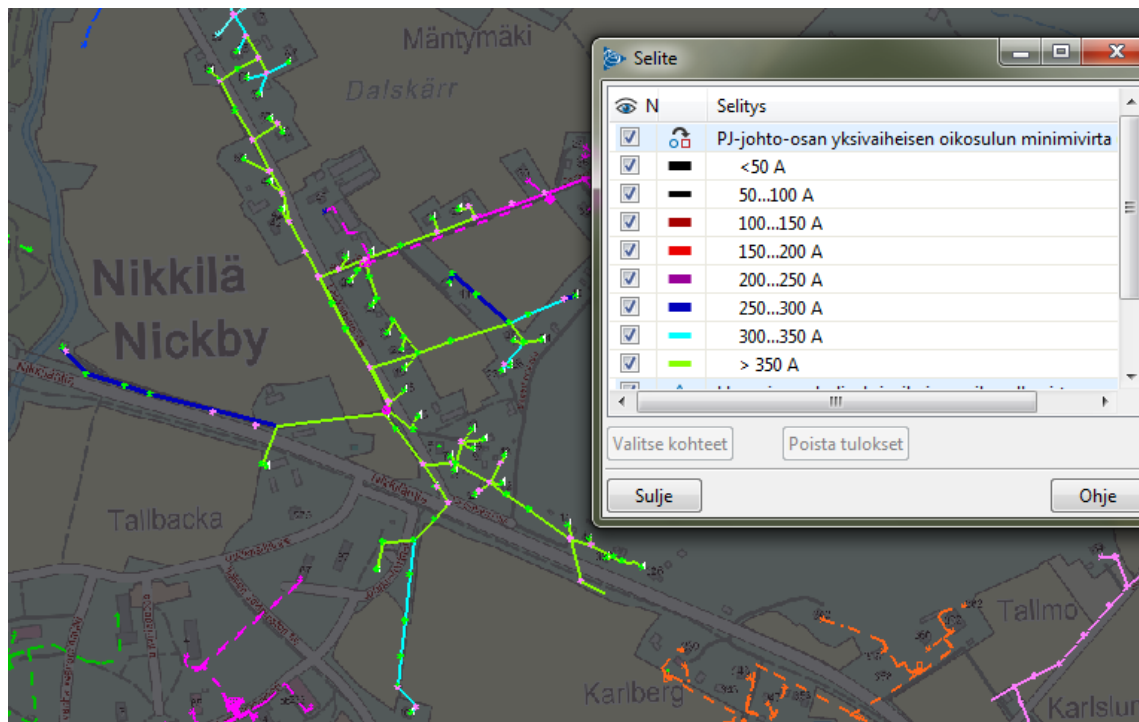
Muuntopiiri EM211 sijaitsee Nikkilän keskustan itäpuolella ja syöttää tällä hetkellä noin neljääkymmentä pientalo- ja muutamaa maatalousasiakasryhmään kuuluvaa liittymää. Verkko on pääosin vanhaa, huonokuntoista ilmajohtoverkkoa, johon on vuosien mittaan vaihdettu osa pylväistä. Alue on yleiskaavassa merkitty keskustatoimintojen alueeksi ja sille on valmisteilla kaksi asemakaavahanketta, joista toisen odotetaan tulevan lainvoimaiseksi mahdollisesti jo kuluvana vuonna. Alueen sähkönjakelu uusiin siis todennäköisesti kokonaan lähivuosien aikana. Muuntopiirin johtolähdöille ei siten varsinaisesti tarvita erillistä saneeraustarvetarkastelua, vaan se voidaan siirtää suoraan suunnitteluun. Tässä tarkastelu on kuitenkin suoritettu esimerkin vuoksi. Muuntopiirin laskentatulokset ja kuntoindeksit on esitetty kuvissa 28 – 32.



Kuva 28. Johtojen ja muuntajan suurimmat kuormitusasteet, EM211.



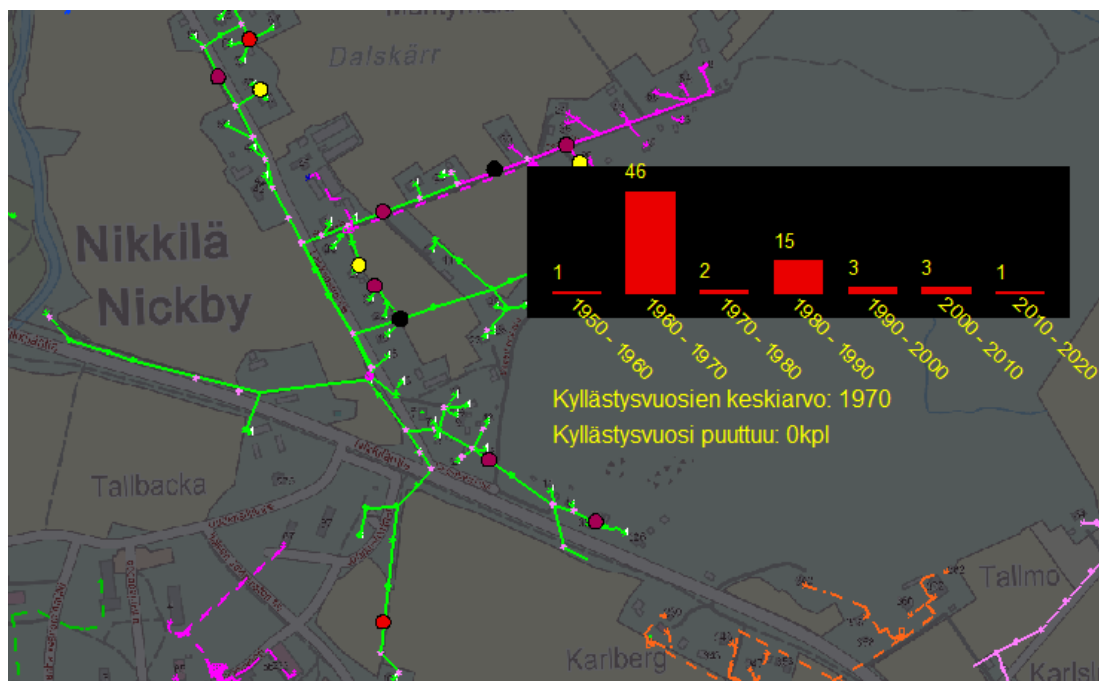
Kuva 29. Suurimmat jännitteenalenemat, EM211.



Kuva 30. Pienimmät yksivaiheisen oikosulkuvirran arvot, EM211.



Kuva 31. Toteutumaton 1. nollausehto, joka ei ole korjattavissa sulakkeenvaihdolla, EM211.



Kuva 32. Kuntoindeksit ja pylväiden ikätiedot, EM211. Tarkan kyllästysvuositiedon puuttuessa osa 1950-luvun pylväistä on merkitty vuodelle 1960.

Tämän muuntopiirin kaikki lähdöt saivat kuormituspisteityksessä saneerauslistalle johtavat pistemäärät lukuun ottamatta lähtöä 1, joka syöttää vain yhtä liittymää. (Taulukko 14) Myös huonokuntoisia pylväitä lähdöillä on useita, mikä nostaa kokonaispistemääriä. (Taulukko 15) Pelkän kunnan kannalta katsottuna muuntopiiri voitaisiin pitää toimintakuntoisena pelkästään huonot pylvää vaihtamalla, mutta sähköisen suorituskyyvyn näkökulmasta verkko on vanhentunut ja alueen uudelleen rakennus osuu siltä kannalta sopivaan ajankohtaan.

Taulukko 14. Kuormituspisteet, EM211.

Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointiaste	K-aste/% - Suurin kuormitusaste > 80 %		Uh/% - Loppusolmun suurin jännitteenalennema > 6,5 %			Ik1min/A - Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta liittymässä < 350 A			Toteutumaton 1. nollausehto runkojohdolla tai liittymässä. Ei korjattavissa sulakkeen vaihdolla.			Kuormitus pisteet yht.
				Huonoin arvo	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	Huonoin arvo	Kerroin	Pisteet	1 = TOSI	Kerroin	Pisteet	
EM211	1	81	0,46	6,3	0	2,4	0	0	1839,7	0	0	0	0	0	0
EM211	2	883	0,04	114,7	750	17,0	2	1500	311,6	2	300	0	0	0	2550
EM211	3	607	0,02	39,9	0	5,3	0	0	513,7	0	0	1	3	1500	1500
EM211	4	736	0,07	71,8	0	10,9	2	1000	258,7	2	300	0	0	0	1300
EM211	5	1724	0,04	145,5	1500	12,2	2	1000	315,9	1	150	0	0	0	2650

Taulukko 15. Kuntopisteet, EM211.

Muuntamo	Lähtö	Johtopituus, m	Kaapelointiaste	Kuntopisteet			
				Huonot pylvää	Kaikki pylvää	Etäisyydet	Pisteet
EM211	1	81	0,46	0	1	0	0
EM211	2	883	0,04	2	16	0	100
EM211	3	607	0,02	3	26	0	150
EM211	4	736	0,07	2	13	0	100
EM211	5	1724	0,04	3	33	0	150

10 Yhteenveto ja johtopäätökset

Työn tavoitteena oli rakentaa Etelä-Suomen Energia Oy:n pienjänniteverkkojen saneeraus päätöksiä tukeva pisteytystyökalu, jolla voitaisiin mahdollisimman hyvin hyödyntää saatavilla olevaa tietoa verkon sähköisestä suorituskyvystä ja turvallisuudesta, mekaanisesta kunnosta sekä muista saneeraus päätöksiin vaikuttavista tekijöistä. Työkalun avulla haluttiin saada kunnossapidon rajalliset resurssit kohdistettua sähkönjakelun luotettavuuden, laadun ja turvallisuuden näkökulmista oikeisiin kohteisiin ja helpottaa projektien aikataulutusta.

Työkalu toteutettiin pisteyttämällä verkon tehonjako- ja oikosulkulaskennasta valitut laskentatulokset niille määriteltyjen raja-arvojen mukaan johtolähdöittäin ja painottamalla pisteitä asiakkaiden lukumäärä- ja kokotiedoilla. Sähköisen suorituskyvyn lisäksi johtolähdöille annettiin pisteitä myös mekaanisen kunnan perusteella. Pylväille muodostettiin yksinkertaiset kuntoindeksit painottamalla todennäköisesti koko pylvään vaihtoon johtavia vikoja. Vaihtokuntoisten pylväiden ja johtojen etäisyyspuutteiden perusteella annettiin johtolähdöille kuntopisteet, jotka kasvattivat kuormituksen perusteella annettuja pisteitä. Lopuksi lista järjestettiin yhteispisteiden mukaiseen kiireellisyysjärjestykseen ja määriteltiin pisteraja, jonka ylittävät johtolähdöt vaativat saneeraustoimenpiteitä jo nykyhetkellä. Lähivuosien aikavälitarkastelu suoritettiin tutkimalla, miten pisterajan alapuolelle jääneet kohteet kestäisivät kuormituksen lisäyksen. Tällä pyrittiin tunnistamaan ne kohteet, joissa lisärakentaminen tuottaisi välittömän verkon vahvistamistarpeen.

Saneerattavaksi valituille kohteille kirjattiin vielä tiedot keskijänniteverkon tavoitesuunnitelman tilasta ja mahdollisen kjsaneerauksen aikataulusta, valmistelussa olevista asemakaavoista sekä muiden alueella kaivutöitä tekevien tahojen, kuten kaukolämmön, televerkkojen, ja vesi- ja viemäriverkoston mahdollisista suunnitelmista ja aikatauluista. Näin saatiin kerättyä saneeraussuunnitteluun oleellisesti vaikuttavat tiedot järjestelmällisesti yhteen paikkaan.

Sähköisen laskennan tulosten pisteytyksen yhteydessä vertailtiin tyyppikuormituskäyrien ja AMR-tuntimittausdatan avulla tehtyjen laskelmien tuloksia ja havaittiin monin paikoin suuria eroja mallinnetun ja todellisen kuormituksen välillä. Indeksisarjalaskennan tiedetään soveltuvan huonosti haja-asutusalueiden pienjänniteverkon kuormituslaskentaan, koska pienessä asiakasjoukossa kuormien käyttäytymisen yksilöllinen vaihtelu on suurta. Lisäksi laskennan pohjana olevat asiakastietojärjestelmään kirjatut asiakasryhmätiedot ovat monelta osin vanhentuneita ja siten epäluotettavia. Pisteytysjärjestelmässä päätettiinkin käyttää asiakkaiden todellista AMR-kulutusmittausdataa, vaikka sitä ei vielä ole saatavilla mitoitulosuhteista, eivätkä siinä näy asiakkaiden tuntikeskiarvot ylittävät kulutushuiput, jotka ovat mitoituksen lähtökohta ja poikkeavat pieniä asiakasmääriä tarkasteltaessa usein merkittävästi tuntikeskitehosta. Näitä puutteita korjattiin muokkaamalla kulutusdataa melko karkeasti muuntopiirikohtaisilla lämpötilakorjauskertoimilla sekä kaikille yhteisellä ylitysvaran huomioivalla kertoimella. Näin saatiin tunnistettua riittävällä tarkkuudella suuren kuormitusasteen ja jännitteenaleneman perusteella alimitoitettut johtolähdöt ja nostettua ne saneerauslistan kärkeisijoiille. Korjauskertoimia käytettäessä on otettava huomioon, että kuormien lämpötilariippuvuus on asiakastyypikohtaista ja muuttuu muun muassa vuodenajan mukana. Asiaa tulisikin tutkia lisää käyttäen suurempaa asiakasotantaa etenkin, jos kertoimia halutaan käyttää hyväksi varsinaisessa mitoituksen tarkistuslaskennassa.

Pisteytysmallista haluttiin rakentaa käytettävyyden ja ymmärrettävyyden takia yksinkertainen, mutta kuitenkin mahdollisimman hyvin verkon todellista tilaa kuvaava työkalu. Mallissa painottuvat verkon sähköistä suorituskkyä ja sähköturvallisuutta kuvaavat tekijät, mikä katsottiin tarkoituksenmukaiseksi. Pelkän pylväiden huonon kunnon vuoksi saneerauslistalle päätyvät näin ainoastaan kauttaaltaan huonokuntoiset johtolähdöt. Koepisteytysten perusteella menetelmällä pystytään hyvin arvioimaan mahdollisten saneerauskohteiden keskinäistä tärkeysjärjestystä ja löytämään ne kohteet, jotka saneeraamalla voidaan parhaiten vaikuttaa verkon yleistilaan.

Suurin pisteytyksen tarkkuuteen vaikuttava virhelähde vaikuttaa tällä hetkellä olevan verkon dokumentoinnin epäselvyydet verkkotietojärjestelmässä, mikä vääristää sähköisen laskennan tuloksia. Dokumentoinnin virheiden, kuten väärin johtopoikkipintojen korjaaminen ja puuttuvien sulaketietojen lisääminen nopeuttaisi pisteytysmenetelmän käyttöä ja tarkentaisi laskentatuloksia. Myös pylväiden ominaisuus- ja kuntotietojen, kuten pylväsluokka- ja lahotietojen tarkempi kirjaaminen helpottaisi vaihtokuntoisten pylväiden tunnistamista ja auttaisi ennakoimaan pylväiden kunnon kehittymistä.

Pisteytysmenetelmän antamia tuloksia voidaan varmentaa tutkimalla, kuinka hyvin AMR-mittareiden antamat alijännitehälytykset, asiakkaiden sähkönlaatureklamaatiot ja pienjännitesulakepalot osuvat suurimpia pistemääriä saaneisiin muuntopiireihin. Tätä varten tarvitaan tarkempaa seuranta pienjännitevicioista ja niiden kirjaamista verkkotietojärjestelmään. Vikojen parempi seuranta ja tilastointi auttavat myös seuraamaan jatkossa saneeraustoimien vaikuttavuutta sähkönjakelun luotettavuuteen ja sähkön laatutekijöihin.

Työkalua luotaessa pyrittiin käyttämään mahdollisimman pitkälle hyväksi verkkotietojärjestelmässä jo olemassa olevia ominaisuuksia, mutta lopullinen pisteytysjärjestelmä toimii tällä hetkellä taulukkolaskentaohjelmassa ja osa pisteytyksen työvaiheista on tehtävä käsin. Käytettävyyden parantamiseksi toiminnallisuudet olisikin mahdollisuuksien mukaan rakennettava osaksi verkkotietojärjestelmän paikkatietoanalyysi-työkalua, joka otettiin yhtiössä käyttöön tämän työn tekemisen yhteydessä.

Lähteet

- [1] Energiavirasto. Sähköverkkotoiminnan megatrendit vuoteen 2020. Haettu 2.6.2014. Saatavissa: http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahkoverkkotoiminnan_megatrendit_vuoteen_2020.pdf/2ad05ef3-f409-4ff6-9aef-f7adf2a0e19c.
- [2] Keravan Energia -yhtiöt. Verkkosivu. Haettu 5.6. 2014. Saatavissa: <http://www.keravanenergia.fi/>
- [3] Energiamarkkinavirasto. Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2012 [taulukko]. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-vuodelta-20121>.
- [4] Sipoon yleiskaava 2025. Yleiskaavaselostus. 15.12.2008.
- [5] Kaavoituskatsaus 2014. Sipoon kunta, Kehitys- ja kaavoituskeskus. 17.6.2014. 53 s.
- [6] Kaavoitusohjelma 2014-2017. Kehitys- ja kaavoituskeskus, Sipoon kunta. Maankäyttöjaosto 27.11.2013. Kunnanhallitus 10.12.2013.
- [7] Auvinen, Osmo. Verkkoliiketoiminnan johtaja, Keravan Energia -yhtiöt. Haastattelu 3.7.2014.
- [8] Tekla Oyj. Tekla Verkostolaskenta, Käyttäjän käsikirja. Versio 13.2. 2013.
- [9] Elovaara, J. & Haarla, L. Sähköverkot I. Helsinki: Otatieto, 2011. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- [10] Lakervi, E. & Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto, 2008. 295 s. ISBN 978-951-672-359-7.
- [11] Boren, H. & Energiateollisuus ry:n Sähkötutkimuspooli. Tulevaisuuden sähköpylväs. Tutkimusraportti. 2010. 145 s.
- [12] Suomen sähkölaitosyhdistys. Sähkön käytön kuormitustutkimus. SLY:n julkaisusarja 5/92. 172 s.
- [13] Heine, P. Sähköenergian käyttösovelluksia -kurssin luentomateriaali. Aalto-yliopiston Sähkötekniikan korkeakoulu. 2014.
- [14] Tekla Oyj. TEKLA Power System Analysis. Theory Guide. Version 13.2. 200 s.
- [15] Motiva Oy. Palvelusektorin ominaiskulutuksia. Haettu 23.6.2014. Saatavissa: <http://www.motiva.fi/files/6962/Sahko.pdf>.
- [16] Energiateollisuus ry. Verkostosuositus SA2:08. Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen. 44 s.

- [17] Rouhiainen, V. & Mäkelä, J. & Mattila, A. Kotitalouksien sähkönkäyttö 2011. Tutkimusraportti. Työ- ja elinkeinoministeriö, Sähköturvallisuuden edistämiskeskus ja Energiateollisuus ry. 26.2.2013. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/8300/Kotitalouksien_sahkonkaytto_2011_Tutkimusraportti.pdf
- [18] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi rakennusten energiatehokkuudesta 2010/31/EU. 19.5.2010. Saatavissa: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:FI:PDF>
- [19] FinZEB-hanke. Ympäristöministeriö, Rakennusteollisuus RT ry, Teknologiateollisuus ry. Verkkosivu. Haettu 3.11.2014. Saatavissa: <http://finzeb.fi/>
- [20] Pakonen, P. & Pikkarainen, M. Sähkölaitteiden aiheuttamien verkkohäiriöiden arviointi. Loppuraportti. Tampereen teknillinen yliopisto, 2010. 116 s.
- [21] Belonogova, N. & Lassila, J. & Partanen, J. Effects of Demand Response On The End-Customer Distribution Fee. Lyon: CIRED, 2010. Conference paper no 0081. 4 s.
- [22] Huotari, Jarkko. Mittauspäällikkö, Keravan Energia -yhtiöt, Verkkoliiketoiminta. Haastattelu 28.7.2014.
- [23] Sähkömarkkinalaki 588/2013. Helsinki: 9.8.2013. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.
- [24] Jatiko Oy & Energiateollisuus ry:n Energiatutkimuspooli. Tuntimittaustiedon avoin palvelualusta. Loppuraportti. 2013. 41 s.
- [25] Energiateollisuus ry:n Sähkötutkimuspooli. Interaktiivinen asiakasliityntä ja sen hyödyntäminen sähköjärjestelmän hallinnassa ja energiatehokkuuteen kannustavissa palveluissa. VTT, Tampereen teknillinen yliopisto ja Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Tutkimusraportti. 2010. 56 s.
- [26] CLEEN, Cluster for Energy and Environment. SGEM-tutkimusohjelman verkkosivut. Haettu 9.9.2014. Saatavissa: <http://www.cleen.fi/fi/sgem>.
- [27] Mutanen, A. & Ruska, M. & Repo, S. & Järventausta, P. Customer Classification and Load Profiling Method for Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 26:3. 2011. s. 1755-1763.
- [28] Mutanen, A. & Järventausta, P. & Kärenlampi, M. & Juuti, P. Improving Distribution Network Analysis with New AMR-based Load Profiles. Stockholm: CIRED, 2013. Conference paper no 0560. 4 s.
- [29] Koivisto, M. & Heine, P. & Mellin, I. & Lehtonen, M. Clustering of Connection Points and Load Modeling in Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 28:2. 2013. s. 1255 – 1265.

[30] SFS 6000-8-801. Pienjännitesähköasennukset. Osa 8-801: eräitä asennuksia koskevat täydentävät vaatimukset. Jakeluverkot. Standardi. Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. 2007.

[31] Prysmian Group. AMKA 1 kV. Alumiinijohtiminen riippukierrekaapeli. Tekninen esite. 18.12.2013.

[32] Lakervi, E. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu. Helsinki: Otatieto, 1996. 110 s. ISBN 951-672-220-2.

[33] Pakonen, P. & Pikkarainen, M. Sähkölaitteiden aiheuttamien verkkohäiriöiden arviointi. Loppuraportti. Tampereen teknillinen yliopisto, 2010. 116 s.

[34] Lehto, Matti. Verkkomestari, Keravan Energia -yhtiöt. Haastattelu 29.7.2014.

[35] Energiateollisuus ry. Energiateollisuus ry:n suosittelemat verkkopalveluehdot. VPE 2010.

[36] SFS-EN 50160. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet.4. painos. Helsinki: Suomen standardisoimisliitto, 2010. 63 s.

[37] Sähköenergialiitto ry SENER. 1996. Jakeluverkon sähkön laadun arviointi. Helsinki. 29 s.

[38] Hänninen, Kenneth. Sähköverkkotoimialan johtaja, Energiateollisuus ry. Seminaariesitys. Verko-omaisuuden hallinta -seminaari, Adato. Vantaa 10.9.2014.

[39] The Institute of Asset Management. Verkkosivu. Haettu 18.6.2014. Saatavissa: <https://theiam.org/>.

[40] Remenyte, R. & Andrews, J. Review of infrastructure Asset Management Methods for Networked Systems. Nottingham Transportation Engineering Centre. University of Nottingham. UK. Advances in Risk and Reliability Technology Symposium. 2013. 23 s.

[41] Sähköturvallisuuslaki 410/1996. Helsinki: 14.6.1996. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/19960410>.

[42] Brown, R.E. & Humphrey, B.G. "Asset management for transmission and distribution" Power and Energy Magazine, IEEE. Vol.3:3. 2005. s.39-45. doi: 10.1109/MPAE.2005.1436499.

[43] Endrenyi, J. & Aboresheid, S. & Allan, R.N. & Anders, G.J. & Asgarpoor, S. & Billinton, R. & Chowdhury, N. & Dialynas, E.N. & Fipper, M. & Fletcher, R.H. & Grigg, C. & McCalley, J. & Meliopoulos, S. & Mielnik, T.C. & Nitu, P. & Rau, N. & Reppen, N.D. & Salvaderi, L. & Schneider, A. & Singh, Ch. The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability. IEEE Transactions on Power Systems. Vol.16:4, 2001. s. 638-646. doi: 10.1109/59.962408.

- [44] Partanen, J. & Lassila, J. & Kaipia, T. & Haakana, J. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2012. 60 s.
- [45] Energiateollisuus ry. Verkostosuositus RJ 33:09. Puupylväiden lahoisuustarkastus ja lujuuden määrittäminen. 28 s.
- [46] Työturvallisuuskeskus TTK. Työturvallisuusohje STO 3/2009. Työsuojelu sähköaloilla, Verkostotyöt. Saatavissa:
http://www.tyoturva.fi/files/2966/STO3_Verkostotyot.pdf.
- [47] Sato, K. Pienjänniteverkon saneerausvaihtoehtojen suunnittelu. Diplomityö. Sähkötekniikan korkeakoulu, Aalto-yliopisto, 2014. 55 s.
- [48] Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005-2007. Dnro 9/429/2004.
- [49] Ranta, H. Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n pienjänniteverkon peruskorjausstrategia. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, 2009. 108 s.
- [50] Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012-2015. Dnro 945/430/2010.
- [51] Energiamarkkinavirasto. Perustelumuuksio nro2 (versio 3) /2011 asiakirjalle: Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012-2015. 22.11.2011. 10 s.
- [52] Willis, H. L. & Welch, G. V. & Schrieber, R. R. Aging power delivery infrastructures. E-kirja. New York: M. Dekker, 2001. ISBN9780203910917. 567 s.
- [53] Camci, F. System Maintenance Scheduling With Prognostics Information Using Genetic Algorithm. IEEE Transactions on Reliability. Vol.58:3, 2009. s.539-552. doi: 10.1109/TR.2009.2026818.
- [54] Hilber, P. & Miranda, V. & Matos, M.A. & Bertling, L. Multiobjective Optimization Applied to Maintenance Policy for Electrical Networks. Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22:4, 2007. s.1675-1682. doi: 10.1109/TPWRS.2007.908468.
- [55] Ilmatieteen laitos. Toteutuneet lämpötilat Helsinki-Vantaan mittauspisteessä 1.-31.1.2014. Haettu 23.9.2014.
- [56] Koivisto, M. Tuntimittausdatan käyttö sähkökuorman ennustamisessa. Diplomityö. Aalto-yliopiston Teknillinen korkeakoulu. 2010. 93 s.

[57] Kallio, Juha. Energiapäällikkö, Keravan Energia -yhtiöt, Energialiiketoiminta. Haastattelu 13.10.2014.

[58] Muilu, Anna-Maria. Suunnittelupäällikkö, Keravan Energia -yhtiöt, Verkkoliiketoiminta. Haastattelu 8.10.2014.

[59] Etelä-Suomen Energia Oy. Sähkön liittymishinnasto 1.1.2014. Pienjänniteliittymä (0,4 kV). 2 s.

[60] Sipoon kunta. Verkkosivut, Asuminen ja rakentaminen. Vesi- ja viemäriprojektit haja-asutusalueella. Haettu 1.10. 2014. Saatavissa:
http://www.sipoo.fi/fi/palvelut/asuminen_ja_rakentaminen/kuntatekniikka/vesihuolto/vesi-_ja_viemariprojektit_haja-asutusalueella.

Liite 1: Pisteytysjärjestelmä

Kunto- ja kuormituspisteiden mukaan järjestetty saneerauslista esimerkkimuuntopiirin johtolähdöistä.

KUORMITUS										KUNTO					Kuormitus + kunto yhteensä	
Muuntamo	Lähtö	Johto- pituus yht.(m)	Kaapeloi- ntiaste	K-aste/% - Suurin kuormitusaste > 80 %	Uh/% - Loppuosalmun suurin jännitteenalenema liittymässä > 0,5 %	Ikämin/A - Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta liittymässä < 350 A	Toteutumaton 1. nollausehto runkojohtolähtöä tai liittymässä. Ei korjattavissa sulakeen vaihhdolla.	Kuormitus- pisteet yht.	Huomautus	Vaihtokuntois- ten pylväiden lkm	Kaikkien pylväiden lkm	Etäisyydet yht.	Kuntopisteet yht.	Huomautus		
				Huonol	Pisteet	Huonol	Kerroin	Pisteet	1 = TOS	Kerroin	Pisteet					
EM219	1	1873	0,03	107,1532	750	15,91544	2	1500	145,6366	3	1500	1	1	500	4250	4300
EM364	1	1486	0,00	78,22791	0	25,58696	2	1500	119,0567	3	1500	1	2	1000	4000	4000
EM128	4	1550	0,02	52,10329	0	10,5134	2	1000	170,7108	2	1000	1	2	1000	3000	3700
EM1062	1	1905	0,00	65,28028	0	12,49315	2	1000	150,7327	3	1500	1	2	1000	3500	3650
EM128	2	1360	0,06	95,94935	150	13,99563	2	1500	95,9397	2	1000	1	2	1000	3650	3650
EM364	3	1255	0,05	93,22066	150	21,79058	2	1500	189,6226	3	1500	0	0	0	3150	3250
EM211	5	1724	0,04	145,5294	1500	12,18351	2	1000	315,9348	1	150	0	0	0	2650	2800
EM211	2	883	0,04	114,7062	750	17,0126	2	1500	311,6361	2	300	0	0	0	2550	2650
EM1067	1	1455	0,02	53,65581	0	14,06299	2	1500	167,7	2	1000	0	0	0	2500	2600
EM211	3	607	0,02	39,93486	0	5,256138	0	0	513,6766	0	0	1	3	1500	1500	1650
EM211	4	736	0,07	71,77424	0	10,85855	2	1000	258,6739	2	300	0	0	0	1300	1400
EM128	3	1155	0,00	37,9041	0	6,110589	1	0	182,3997	2	1000	0	0	0	1000	1000
EM219	2	479	0,00	0	0	1,499179	0	0	626,2064	1	0	0	0	0	800	800
EM1067	2, 2	932	0,12	84,11012	150	9,990965	2	300	287,365	1	150	0	0	0	600	650
EM1062	2	1420	0,12	61,09559	0	7,097651	2	300	299,0663	2	300	0	0	0	600	600
EM150	3	803	0,08	38,32513	0	8,884081	2	300	257,3979	1	150	0	0	0	450	500
EM364	2	1022	0,72	30,8401	0	9,982819	3	450	432,2644	0	0	0	0	0	450	450
EM150	2	171	0	97,47921	150	9,973021	1,5	225	655,9024	0	0	0	0	0	375	425
EM364	4	309	0,00	28,50269	0	7,556939	1	150	495,1671	0	0	0	0	0	150	200
EM1067	3	187	0,00	0	0	4,211514	0	0	1017,929	0	0	0	0	0	0	0
EM1067	2, 1	377	0,12	25,8111	0	6,139851	0	0	391,6505	0	0	0	0	0	0	0
EM150	1	591	0	18,61198	0	4,512129	0	0	421,5091	0	0	0	0	0	11	0
EM211	1	81	0,46	6,337461	0	2,438258	0	0	1839,664	0	0	0	0	0	11	0

KAAVOITUS				TAVOITEVERKKO				MUU KUNNALLISTEKNIikka				
Muuntamo	Lähtö	Johto- pituus yht.(m)	Kaapelointiaste	Asemakaavan tlla	Kaavun tunnus	Ennakoitu kaavan vähvistämisy vuosi	Syöttävän k- verkon liianne tavessa	Suunniteltu maakaapelointi- vuosi	Muuntamon sijainti tavoiteverko- sa	Toteuttaja	Projekti	Suunniteltu aloitusaika
EM219	1	1873	0,03	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2025 siirty			
EM364	1	1486	0,00	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2024 siirty			
EM128	4	1550	0,02	Ei asemakaavaa			Ilmajohito, muuntamosane- ilmajohito	2015		Sipoon kunta	Paineviemäri	2017-2019
EM1062	1	1905	0,00	Ei asemakaavaa			Ilmajohito, muuntamosane- ilmajohito	2015				
EM128	2	1360	0,06	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2024 siirty			
EM364	3	1255	0,05	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2016 sama sijainti			
EM211	5	1724	0,04	Asemakaava valmistelussa	N40	2014	Maakaapelointi		2016 sama sijainti			
EM211	2	883	0,04	Asemakaava valmistelussa	N40	2014	Maakaapelointi		2019 siirty			
EM1067	1	1455	0,02	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2016 sama sijainti			
EM211	3	607	0,02	Asemakaava valmistelussa	N40	2014	Maakaapelointi		2016 sama sijainti			
EM211	4	736	0,07	Asemakaava valmistelussa	N40	2014	Maakaapelointi		2015			
EM128	3	1155	0,00	Ei asemakaavaa			Ilmajohito, muuntamosane- ilmajohito	2015				
EM219	2	479	0,00	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2025 siirty			
EM1067	2, 2	932	0,12	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2019 siirty			
EM1062	2	1420	0,12	Ei asemakaavaa			Ilmajohito		2019 siirty	Sipoon kunta	Paineviemäri	2017-2019
EM150	3	803	0,08	Ei asemakaavaa			Ilmajohito		2024 siirty			
EM364	2	1022	0,72	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2024 siirty			
EM150	2	171	0	Ei asemakaavaa			Ilmajohito		2024 siirty			
EM364	4	309	0,00	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2019 siirty			
EM1067	3	187	0,00	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2019 siirty			
EM1067	2, 1	377	0,12	Ei asemakaavaa			Maakaapelointi		2019 siirty			
EM150	1	591	0	Ei asemakaavaa			Ilmajohito		2016 sama sijainti			
EM211	1	81	0,46	Asemakaava valmistelussa	N40	2014	Maakaapelointi		2016 sama sijainti			